

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

**Aplicación de los principios de funcionamiento del Software
Integrado de Landmark para el cálculo de límites operacionales en
equipos de perforación de 550 HP en el Noroeste Peruano**

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo

Elaborado Por
Euclides Arquimides Condori Chinchón
0009-0007-8686-107X

Asesor:
Ing. Adolfo Armando Rimac Bouby
0000-0001-6220-2597

LIMA – PERÚ
2023

Dedicatoria

Este trabajo se la dedico a mi madre, hermanos, esposa e hijos,
por ser mi motivación de crecimiento personal y profesional.

Resumen

Cuando hablamos de la “**Aplicación de los principios de funcionamiento del software integrado de landmark para el cálculo de límites operaciones en Equipos de perforación de 550 HP en el Nor-oeste peruano**”, nos referimos específicamente al cálculo de la máxima profundidad de hasta donde podemos activar el jar de perforación cuando perforemos con estos taladros hidráulicos de 550 HP, los cuales cuentan con Top drive y perforan con tuberías de perforación de 5 pulgadas OD.

Los Equipos de perforación Hidráulicos de 550 HP tienen una máxima capacidad nominal de levante de 100 TN (220 klbs), los cuales son usados para la perforación de pozos someros de 3,000 ft y otras veces para pozos intermedios de 5,500 ft en el Nor-Oeste peruano. Debemos de tener en cuenta que, si la capacidad nominal de estos taladros es de 220 klbs y su factor de seguridad es de 15%, podríamos tensionar de manera segura para el taladro hasta un máximo de 187 klbs hacia arriba, pero en la práctica se tensiona hasta un máximo de 200 klbs.

Por lo que se ha visto, estos Equipos de perforación hidráulicos de 550 HP, con top drive y con drill pipe de 5”, sí logran perforar hasta los 5,500 ft MD de profundidad o incluso más, pero en condiciones normales, siempre y cuando no se presenten eventos de pega ni la necesidad de hacer uso del jar de perforación, ya que para su activación a estas profundidades (5500 ft MD) se necesita tensiones de carga en el Martin Decker superiores a los 200 klbs, además de intentarlo, estaríamos poniendo en riesgo las estructuras y subestructuras del taladro incluso de todo un proyecto de perforación.

Por lo que, la capacidad máxima de levantamiento del Equipo (Block Rating), será quien determine si es posible la activación del drilling Jar ante un evento de pega de tubería, ya que para su activación es necesario una fuerza de tensión de carga tal que pueda vencer el peso de la sarta más el arrastre generado, y si esta fuerza de tensión necesaria para activar el jar supera la capacidad máxima del taladro, entonces simplemente no podremos activar el jar y nos quedaremos sin ningún tipo de contingencia ni tendremos la posibilidad siquiera de martillar y

recuperar el BHA direccional. En base a nuestra experiencia perforando pozos dirigidos en el nor oeste peruano, cuando perforamos con estos taladros de 550 HP (de poca capacidad de levante) y tengamos la necesidad de hacer uso del martillo, podremos martillar solo hasta cierta profundidad, que podría variar entre 3,600 a 5,000 ft MD dependiendo del tipo de pozo, trayectoria, inclinación, DLS y niveles de tortuosidad generados. Por lo que, de perforar con estos taladros de 550 HP, es necesario tener el conocimiento de hasta que profundidad exactamente podremos activar el jar de perforación, y tener la seguridad de que hasta dicha profundidad podremos al menos intentar recuperar las herramientas direccionales que se encuentren atrapadas en el fondo del pozo.

Esta profundidad máxima de activación del Jar, lo podremos calcular en base a nuestra metodología con el software Well plan de Landmark, el cual presentamos en este proyecto como **“Aplicación de los principios de funcionamiento del software integrado de landmark para el cálculo de límites operaciones en Equipos de perforación de 550 HP en el Nor-oeste peruano”**.

Hay que considerar también que en el Nor Oeste peruano existen formaciones de pérdida de circulación como Hélico, Cabo blanco, Echinocyamus que también complican el desarrollo operacional de perforación e incluso pueden generar derrumbes que conlleven a una pega mecánica, así también zonas depletadas que conlleven a pegas diferenciales.

Abstract

When we talk about the “Application of the operating principles of the integrated Landmark software for the calculation of operating limits in 550 HP drilling rigs in the Peruvian Northwest”, we are referring specifically to the calculation of the maximum depth as far as we can activate the drill jar when we drill with these 550 HP hydraulic Rig, which feature Top drive and drill with 5 inch OD drill pipes.

The 550 HP Hydraulic Drilling Rigs have a maximum nominal lift capacity of 100 TN (220 klbs), which are used for drilling shallow wells of 3,000 ft and other times for intermediate wells of 5,500 ft in the Northeast. Peruvian. We must keep in mind that, if the nominal capacity of these drills is 220 klbs and their safety factor is 15%, we could safely tension the drill up to a maximum of 187 klbs upwards, but in practice it will be tensioned up to a maximum of 200 klbs.

From what has been seen, these 550 HP hydraulic drilling rigs, with top drive and 5” drill pipe, do manage to drill up to 5,500 ft MD depth or even more, but under normal conditions, as long as they do not there are no sticking events nor the need to use the drilling jar, since for its activation at these depths (5500 ft MD) load tensions in the Martin Decker greater than 200 klbs are required. In addition to trying, we would be putting at risk the structures and substructures of the drill, even an entire drilling project.

Therefore, the maximum lifting capacity of the Equipment (Block Rating) will determine whether the activation of the Jar drilling is possible in the event of pipe sticking, since such a load tension force is necessary for its activation. that can overcome the weight of the string plus the drag generated, and if this tension force necessary to activate the jar exceeds the maximum capacity of the drill, then we simply will not be able to activate the jar and we will be left without any type of contingency nor will we have the possibility not even hammering and recovering the directional BHA. Based on our experience drilling directional wells in northwestern Peru, when we drill with these 550 HP drills (with low lifting capacity) and we have the need to use the hammer, we will be able to hammer only up to a certain depth, which could vary between 3,600 to 5,000 ft

MD depending on well type, trajectory, inclination, DLS and tortuosity levels generated. Therefore, to drill with these 550 HP drills, it is necessary to have the knowledge of exactly how deep we can activate the drilling jar, and to be sure that up to said depth we can at least try to recover the directional tools that are found. trapped at the bottom of the well.

We can calculate this maximum activation depth of the Jar based on our methodology with Landmark's Well Plan software, which we present in this project as "**Application of the operating principles of Landmark's integrated software for calculating operational limits in 550 HP drilling rigs in Northwest Peru**".

It must also be considered that in the North West of Peru there are loss of circulation formations such as Hélico, Cabo Blanco, Echinocyamus that also complicate the operational development of drilling and can even generate collapses that lead to mechanical failure, as well as depleted areas that lead to differential problems.

INDICE

Dedicatoria	i
Resumen.....	ii
Abstract	iv
INDICE	vi
Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas.....	xi
CAPÍTULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Antecedentes de la Investigación.....	1
1.1.1 Antecedentes Reales de pozos perforados con ventos de Pega de Tubería y pérdida de herramientas direccionales.....	2
a) Pozo AA8149D	2
b) Pozo EA87875	5
c) Pozo LC9D Casita	6
1.2 Problemática	7
1.3 Formulación del Problema.....	8
1.3.1 Problema General.....	8
1.3.2 Problemas Específicos	9
1.4 Objetivos de la Investigación.....	10
1.4.1 Objetivo General.....	10
1.4.2 Objetivos Específicos	10
1.5 Hipótesis de la Investigación	10
1.5.1 Hipótesis General	10
1.5.2 Hipótesis Específicas	10
1.6 Justificación de la Investigación	10
1.7 Justificación Económica	11
1.8 Identificación de Variables.....	11
1.8.1 Variables Independientes.....	11
1.8.2 Variables Dependientes	12
1.9 Operacionalización de Variables.....	12
1.10 Matriz de Consistencia	14
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	15
2.1 SISTEMAS DE PERFORACIÓN.....	15
2.2 TORQUE Y ARRASTRE	15

2.3 CAUSAS DEL TORQUE Y ARRASTRE	17
2.4 OTRAS CAUSAS DEL INCREMENTO DEL TORQUE Y ARRASTRE.....	31
2.5 EFECTOS Y CONSECUENCIAS DEL TORQUE Y ARRASTRE	34
2.6 PERFORACION DIRECCIONAL	38
2.6.1 MOTOR DE FONDO	39
2.6.2 MWD (Measurement while drilling)	40
2.6.3 LWD (Logging while drilling)	41
2.6.4 MARTILLOS DE PERFORACIÓN (DRILLING JARS)	41
2.7 PEGA DE TUBERIA	42
2.7.1 PEGA POR EMPACAMIENTO Y PUENTEIO	43
2.7.1.1 INESTABILIDAD DE LAS PAREDES DEL AGUJERO	45
2.7.1.2 LIMPIEZA INADECUADA DEL HOYO.....	58
2.7.2 PEGA POR GEOMETRIA DEL AGUJERO	69
2.7.3 PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL	75
2.8 MARCO METODOLÓGICO	86
2.9 TIPO DE INVESTIGACIÓN	87
2.10 FUENTE DE DATOS	87
2.11 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	88
2.12 RECOLECCIÓN DE DATOS.....	88
2.13 ANÁLISIS DE DATOS	88
2.14 IDENTIFICACION DE VARIABLES	88
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	90
APLICACIÓN DE SOFTWARE WELLPLAN PARA EL CÁLCULO DE LIMITES OPERACIONALES EN EQUIPOS DE PERFORACIÓN DE 550 HP EN EL NOROESTE PERUANO	90
3.1 MANUAL PARA EL LLENADO DE DATOS DEL POZO EN EL SOFTWARE DE LANDMARK (WELLPLAN) PARA EL CÁLCULO DE TORQUE Y ARRASTRE.	90
3.1.1 Datos de Entrada de Simulación.....	99
3.1.2 Configuración de BHA	100
3.1.3 Cálculo de Torque	101
3.1.4 Cálculo de Arrastre	101
3.2 METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE LÍMITES OPERACIONALES EN EQUIPOS DE PERFORACIÓN DE 550 HP EN EL NOROESTE PERUANO USANDO LA HERRAMIENTA DEL SOFTWARE WELLPLANE.....	103

3.2.1 Cálculo de la Máxima Profundidad de Activación del Jar (SIMULACIÓN en Etapa de Planificación).....	103
CAPÍTULO IV	112
ANÁLISIS Y RESULTADOS REALES DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LOS POZOS PERFORADOS EA11546D Y AA11976D	112
4.1 Pozo EA11546D Somatito, perforado con Taladro hidráulico de 550 HP	112
4.2 Pozo AA11976D Carrizo, Perforado con Taladro de 550 HP.....	116
4.3 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN 15 POZOS DIRECCIONALES PLANIFICADOS Y PERFORADOS DE MANERA EXITOSA.....	119
CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO	122
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	124
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127

Lista de Figuras

Figura 01. <i>Esquema de fuerzas laterales y axiales generados por el Torque y Arrastre mientras se perfora.....</i>	16
Figura 02. <i>Tipos de Buckling, Sinusoidal y Helicoidal.....</i>	18
Figura 03. <i>Colapso por formaciones no consolidadas.....</i>	20
Figura 04. <i>Ingreso de Minerales al pozo provocan T & D.....</i>	20
Figura 05. <i>Caída de recortes en zonas fracturadas.....</i>	21
Figura 06. <i>Cavernas generadas por diferencia de presiones.....</i>	21
Figura 07. <i>Hinchamiento de formación Reactiva.....</i>	22
Figura 08. <i>Desprendimiento de trozos de cemento hacia el Pozo.....</i>	22
Figura 09. <i>Factores de Fricción como una de las causas de Torque y Arrastre considerados durante el diseño de un pozo direccional.....</i>	23
Figura 10. <i>Fuerzas durante la perforación en modo rotacional y modo sliding.....</i>	23
Figura 11. <i>Perfil de cambios de formación (Ledges) y Hueco de bajo calibre.....</i>	24
Figura 12. <i>Perfil del pozo con problemas de Asiento de llave.....</i>	25
Figura 13. <i>Perfil de pozos de baja y alta tortuosidad.....</i>	27
Figura 14. <i>Pega Mecánica por empacamiento.....</i>	44
Figura 15. <i>Puenteo contra la sarta de perforación provocado por estratos rotos o pedazos de roca que caen en el pozo.....</i>	45
Figura 16. <i>Lutitas conformadas por láminas microscópicas de arcilla.....</i>	46
Figura 17. <i>Asentamiento de recortes por zonas dependientes de la inclinación.....</i>	47
Figura 18. <i>Concentración de recortes aumenta repentinamente después de los 30°.....</i>	61
Figura 19. <i>Efecto del peso del lodo sobre la altura de la capa de recortes.....</i>	62
Figura 20. <i>Perfiles de velocidad de un pozo horizontal.....</i>	63
Figura 21. <i>El efecto de velocidad sobre la altura de la cama de recortes.....</i>	64
Figura 22. <i>Perfiles de velocidad de un pozo horizontal.....</i>	65

Figura 23. <i>Tres zonas distintas para las camas de recorte</i>	68
Figura 24. <i>Severidad (Pata de perro)</i>	70
Figura 25. <i>Perfil de Ojo de llave</i>	71
Figura 26. <i>Factores que afectan la formación de Ojo de llave</i>	71
Figura 27. <i>Área de contacto en una pega diferencial</i>	76
Figura 28. <i>Colapso de la costra</i>	79
Figura 29. <i>Presión diferencial detrás del área de contacto</i>	80
Figura 30. <i>Efecto de la Costra en el descenso de la presión de la formación</i>	81
Figura 31. <i>Área de contacto vs tamaño de tubería</i>	83
Figura 32. <i>Espesor de Filtrados y capas de recortes</i>	83
Figura 33. <i>Pegadura diferencial Vs Tiempo</i>	85
Figura 34. <i>Cargas Laterales</i>	86
Figura 35. <i>Diagrama de Flujo de la Metodología</i>	87
Figura 36. <i>Variables para el planeamiento de un pozo direccional</i>	99
Figura 37. <i>Componentes de la sarta de perforación</i>	100
Figura 38. <i>Simulación de Torque</i>	101
Figura 39. <i>Simulación del Arrastre</i>	102
Figura 40. <i>Curvas de pesos de la sarta del Pozo Planeado</i>	105
Figura 41. <i>Curvas de pesos de la sarta del Pozo Planeado</i>	109
Figura 42. <i>Pesos de la sarta: hacia Arriba, hacia Abajo, Neutro, Línea continua (Pozo Planeado) Vs Puntos registrados (Pozo Real)</i>	113
Figura 43. <i>Pesos de la sarta: hacia Arriba, hacia Abajo, Neutro, Línea continua (Pozo Planeado) Vs Puntos registrados (Pozo Real)</i>	116

Lista de Tablas

Tabla 01. <i>Operacionalización de variables independiente y dependientes</i>	13
Tabla 02. <i>Matriz de Consistencia</i>	14
Tabla 03. <i>Rango de Dificultad de acuerdo al tipo de pozo</i>	30
Tabla 04. <i>Tabla de límites y capacidades de tubería de perforación de 4 ½" & 5"</i>	38
Tabla 05. <i>Planificación del Pozo a perforar</i>	104
Tabla 06. <i>Pesos de la sarta al TD del pozo calculados durante la Planificación</i>	106
Tabla 07. <i>Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200klbs</i>	107
Tabla 08. <i>Planificación del Pozo a perforar</i>	108
Tabla 09. <i>Pesos de la sarta al TD del pozo calculados durante la Planificación</i>	109
Tabla 10. <i>Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200klbs</i>	111
Tabla 11. <i>Pesos de la sarta al TD del pozo calculados durante la Planificación</i>	114
Tabla 12. <i>Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200 klbs</i>	115
Tabla 13. <i>Pesos de la sarta Reales al TD del pozo durante la Perforación</i>	117
Tabla 14. <i>Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200 klbs</i>	118
Tabla 15. <i>Máxima Profundidad de Activación del Jar (Pozos J)</i>	119
Tabla 16. <i>Máxima Profundidad de Activación del Jar (Pozos S)</i>	120
Tabla 17. <i>Máxima Profundidad de Activación del Jar (Pozos S modificado)</i>	120

CAPÍTULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes de la Investigación

El Nor-Oeste de Perú, cuenta con yacimientos litológicamente conocidos y depletados, donde la profundidad promedio de los pozos perforados varían entre 3,000 pies (pozos someros) y 5,500 pies (pozos intermedios), los cuales son perforados con equipos pequeños y medianos de 550 HP y 750 HP respectivamente. También se perforan pozos más profundos entre los 6,000 pies a 7,000 pies con taladros de mayor capacidad (1500 HP), pero en este proyecto nos centraremos en los Taladros de menor capacidad como los de 550 HP.

Un equipo de perforación de mayor capacidad puede perforar sin inconvenientes pozos intermedios y profundos, pero a su vez su uso es bastante costoso, por lo que las operadoras buscan alternativas para perforar sus pozos intermedios de 5,500 pies con equipos de perforación pequeños de 550 HP que son menos costosos con los que se alcanza perforar hasta los 5,500 pies de profundidad aproximadamente en condiciones normales, es decir si no se presentan inconvenientes durante la perforación, problemas de colgamientos, vibraciones, altos torques y arrastres, atrapamientos y en el peor de los casos una pega de tubería. Estos pozos intermedios que son bastante perforados y comunes en esta zona de Perú, logran atravesar formaciones bastante duras y abrasivas para lograr navegar por los objetivos geológicos planificados, como Mogollón, San Cristóbal y Basal Salina.

A través de los años, se ha perforado en el Nor-Oeste peruano pozos dirigidos y verticales de manera eficiente, considerando siempre en los BHA's el uso del Jar de perforación como contingencia ante un evento de pega, pero en el caso de perforar hasta profundidades de (5,000 - 6,000) pies con taladros pequeños de 550 HP no siempre se ha considerado el cálculo de hasta que profundidad se podría hacer uso del martillo de perforación en caso de necesitar martillar, este cálculo lo podemos obtener en base a nuestra metodología con el uso del software Well Plan de Landmark.

El tener conocimiento de, hasta que profundidad tenemos la contingencia del uso del Jar, es de suma importancia, y en caso que se presente algún evento de pega de tubería durante la perforación, podamos saber que tenemos la capacidad de poder activar el Jar de perforación para liberarnos de dicha pega, el cual, para su activación debería necesitar de una tensión de carga, que sea menor a la máxima capacidad de levante del taladro. Esta tensión de carga dependerá de muchos parámetros como: Trayectoria del pozo, máxima inclinación, DLS, Tortuosidad del hoyo, torque y arrastres generados, limpieza del hoyo, Reología, profundidad del pozo. Por lo que, bajo ciertas condiciones del pozo, podríamos activar el Jar de perforación solo hasta cierta profundidad, ya que a mayores profundidades y bajo ciertos parámetros de perforación se nos sería imposible activar el Jar si es que necesitaríamos una tensión de carga superior a las 200,000 lbs. (capacidad del taladro de 550 HP).

1.1.1 Antecedentes Reales de pozos perforados con ventos de Pega de Tubería y pérdida de herramientas direccionales

a) Pozo AA8149D

i. Etapa de Planeamiento

En el año 2017 se perforó el pozo AA8149D direccional Tipo "J" de 6,100 ft localizado en el campo CARRIZO con un Equipo de 550 HP, donde después de haber asentado el casing de 9 5/8" a 350 ft MD, se continuaría perforando manteniendo verticalidad hasta los 3445.3 ft MD donde se daría inicio al KOP, construyendo hasta un ángulo de 50.7° INC al rumbo de 328° AZI con una tasa de construcción de 2.5°/100ft, terminando de construir a 5,473.3 ft MD. Y por último se mantendría la tangente hasta el TD a 6,100 ft MD.

ii. Etapa de Perforación

A la profundidad de 4529 ft, observó colgamiento de 17 klbs a 22 klbs en modo rotario, por lo que se levantó del fondo y se repasó en repetidas ocasiones. Continuando con problema atenuándose el colgamiento a 13 klbs. Se decidió realizar viaje corto de calibre, se bombeó píldora y se circuló acondicionando el pozo para el viaje a superficie.

Se describe a continuación los eventos y problemas operativos de los trabajos en modo slide durante este segundo tramo de la curva posterior al viaje de calibre:

- a. Se da inicio a Slide con BHA #1 Direccional a la profundidad de 4717ft.
- b. Toma survey con resultado positivo; observa "ToolFace" con resultado positivo.
- c. Inicia a orientar sarta y observa que no se transmite giro al "ToolFace".
- d. Se procede a realizar "Check Shot" para verificar estado de herramienta y observa que la herramienta está funcionando correctamente, transmite "ToolFace" con resultado positivo.
- e. Se trabaja tubería reciprocando sarta con vueltas 50/60rpm.
- f. Baja moviendo la sarta para ver la reacción del "ToolFace", observa reactivo de 270 grados antes de tocar fondo.
- g. Orienta con resultado positivo y procede a realizar slide con un ROP promedio de 7 ft/ hr.
- h. A 4723 ft observa nuevamente colgamiento de hasta 17 klbs.
- i. Condiciones no favorables para el slide:
 - Colgamiento extremo.
 - Orientar repetidas veces.
 - Reciprocación sarta repetidas veces.
 - Reducción de ROP

Para asegurar la navegación mínima requerida por el cliente en formación Helico, ya no se llegaría hasta los 50° de inclinación planeados, sino solo hasta los 35°, decidiendo realizar una sesión de slide de aproximadamente 18 ft para alcanzar los 35°. Se trató de deslizar a la profundidad de 4,978 ft observando problemas de indicios de pega (sobre tensionamiento y colgamiento extremo), se rotaron 10 ft para evitar malas condiciones alejando broca de ese punto. A la profundidad de 4,991 ft intenta deslizar nuevamente con resultado negativo. Continúa rotando hasta 5,021 ft para intentar deslizar una vez más observando que al orientar no se

transmitía el giro hacia el *“toolface”*, observando nuevamente indicios de pega. Se decidió desde este punto a trabajar 100% en modo rotario, sólo tomando registros de survey.

Se continuó perforando 100% de modo rotario siguiendo la última indicación de mantener como mínimo 35° de inclinación hacia 328-330° azm hasta la base de formación Hélico. A la profundidad de 5,239 ft MD, se presenta un evento de pega, maniobra sarta para liberar con respuesta negativa. Observa caudal constante en zarandas. Trata de colocar rotación con respuesta negativa. Disminuye caudal y realiza varios intentos por liberar con respuesta negativa. Inicia operaciones de Stuck pipe. Posible pega diferencial.

iii. **Intento de Liberación de pega**

Maniobra sarta en tensión y comprensión con torque. Activa Jar en distintas ocasiones, no siempre se logra detonar. Se bombeó 50 Bbls de píldora liberadora y se desplazó, colocándola a lo largo del espacio anular del BHA. Deja en reposo con tensión en 209 klbs (sobrepasando la capacidad del taladro) y torque en 7,000 lbs-ft. Se maniobra la sarta a mitad del tiempo recomendado con tensión de 209 klbs y asentando con 22 klbs torqueando 13000 lbf-ft, con resultado negativo. Se vuelve a intentar al final del tiempo recomendado con resultados negativos. Se circuló y acondicionó el pozo reiniciando maniobras con el Jar, logrando detonar de manera más seguida. Se tensionó hacia arriba con 209 klbs y apoya 22 klbs. Después de 4 horas de trabajo continuo del Jar, este comenzó a perder fuerza nuevamente.

Se preparó y bombeó 50 Bbls de una segunda píldora liberadora desplazándola en el espacio anular del BHA y dejándola en reposo. Deja en reposo con tensión en 209 klbs y torque en 7,000 lbs-ft. Se maniobra la sarta a mitad del tiempo recomendado con tensión 209 klbs sentando con 22 klbs y torqueando 13,000 lbf-ft con resultado negativo. Se toma la decisión de correr *“free point”* y realizar *“back off”*.

NOTA: Los 209 klbs con los que se llegó a tensionar la sarta, excedió del factor de seguridad para operar con el taladro, que sería hasta un máximo de 200 klbs posibles para tensionar hacia arriba. Si hubiéramos realizado en este pozo el cálculo de la máxima profundidad

hasta donde podríamos haber detonado el Jar, hubiéramos reducido el riesgo de pega con buenas prácticas sabiendo que íbamos sin nuestra herramienta de contingencia, perforando de manera más precavida, con parámetros controlados, con píldoras de limpieza, repasando la tubería hasta tres veces y en caso que hallamos obtenido DLS's elevados con mucha más razón. Normalmente cuando se perforan pozos de desarrollo, se tiene estudiados a las formaciones que vamos a perforar, y si estas tienen características arcillosas reactivas que generen pegas mecánicas o si tienen características depletadas con alta permeabilidad que generen pegas diferenciales.

b) Pozo EA8787

i. Etapa de Planeamiento

En el año 2011 se planificó el pozo EA8787 de tipo "Vertical" de 4,600 ft localizado en el lote X con un Equipo de 550 HP, donde después de haber asentado el casing de 9 5/8" a 277 ft MD, se continuaría perforando manteniendo verticalidad hasta el TD a 4,600 ft MD.

ii. Durante la Perforación

A la profundidad de 4400 ft se realizó un viaje de calibre incrementando el peso de lodo desde 12.9 a 13.5ppg. Se sacó tubería desde 4400 ft @ 1200 ft con restricciones puntuales a las profundidades de 2613 ft, 2440 ft, 2340 ft, 2127 ft, 1723 ft, 1683 ft, 1363 ft, 1326 ft, 1245 ft, 1225 ft, encontrándose una fuerte restricción a 1200 ft MD, por lo que se maniobró con rotación y circulación, posteriormente se bajó tubería hasta 1420 ft y se redujo el peso del lodo desde 13.5 a 12.5 ppg. Se presentó pérdida de circulación por lo que se preparó píldora LCM, una vez circulado la píldora se sacó nuevamente la tubería, encontrándose nuevamente la restricción a 1200 ft MD, Aquí se maniobró tratando de salir con rotación y bomba (Back reaming) desde 1200 ft a 1195 ft, observándose pega de tubería. Continuó maniobrando tratando de liberar tubería hacia abajo tratando de obtener rotación con resultados negativos.

iii. Intento de Liberación de pega

Se maniobró la sarta en tensión y comprensión con torque, pero no se obtuvieron buenos resultados, peor aún, en el BHA direccional con que se perforó, no consideraron bajar martillo de perforación, por el cual no se tuvo ninguna contingencia ante pegas ni mucho menos dio la oportunidad de despegarse para recuperar las herramientas direccionales, por lo que se toma la decisión de correr “*free point*” y realizar “*back off*”.

c) Pozo LC9D Casita

i. Durante la Perforación

En el año 2023 se perforó el pozo LC9D direccional Tipo “J” de 6,000 ft localizado en el campo Casita en el lote XIII-B con un Equipo de 1000 HP, donde después de haber asentado el casing de 9 5/8” a 2783 ft MD, se continuó perforando construyendo hasta un ángulo de 45° INC al rumbo de 239° AZI con una tasa de construcción de 0.37°/100ft hasta la profundidad de 4794 ft MD donde se decidió realizar sidetrack.

Se armó BHA direccional de 8 1/2” y se inició el sidetrack desde los 2770 ft MD de profundidad. A 4506 ft MD se inicia viaje a calibre, encontrándose restricciones a las profundidades de 4204 ft, 3911 ft, 3836 ft, 3640 ft, 3280 ft y 2902 ft con un máximo over pull de 30 klbs por lo que se trabajó la tubería que quedar libre.

Se bajó tubería circulando, rimando y repasando hasta el fondo con 520 gpm y se reinició la perforación con 500 gpm, 2700 psi (off bottom), P.dif= 150 psi, WOB=8-12 klbs, 180 RPM (40RT+140DHM), repasando dos veces cada tubo perforado. (Inc:65.9°, Azm:239.7°, DLS:0.33).

A la profundidad de 5861 ft MD se observó pérdida parcial de 40 barriles. Se realizó Flow check, ok, y se perforó con parámetros controlados desde 5861 ft MD hasta 5865 ft MD con 371 gpm/ 1791 psi sin observar retorno, se apagó bomba y se observó 460 psi de presión atrapada. Se sacó 02 DP desde 5865 ft hasta 5777 ft con arrastre de 140 a 170 klbs. Peso de la sarta de 140 klbs.

ii. **Intento de Liberación de pega**

Se continuó trabajando sarta conectado a Kelly a 5786 ft MD con circulación total (430gpm/2450 psi) y poca movilidad. Se tensionó la sarta desde 150 klbs hasta 290 klbs y para abajo desde 50 hasta 20 klbs maniobrando el jar de perforación con de buena manera, pero sin lograr liberar la pega. Luego se alista para realizar trabajos de free point y sevetity tool.

Luego de una tercera corrida se tensiona sarta hasta 310 klbs, se realiza la detonación a 5298 ft MD (detonación positiva) disminuyendo el peso de la sarta de 4 ½" y tensionando hasta 220 klbs, liberándose la sarta.

NOTA: Para la activación del jar de perforación en este último caso, no se estuvo limitado por la capacidad del taladro, ya que éste es de 1000 HP y con una capacidad de levante de 500,000 lbs, siendo esto más que suficiente para poder activar el jar de perforación hasta los 290 klbs hacia arriba.

1.2 Problemática

Algunos de los problemas asociados a la perforación de pozos direccionales, son el no alcanzar los objetivos geológicos ni la profundidad planificada, problemas de anticolidión con pozos vecinos, litologías de formaciones reactivas, duras, permeables, depletadas, conglomerádicas, etc, o en el peor de los casos una pega de tubería, lo que significaría altos riesgos de pérdidas de dinero en caso que no podamos liberar la sarta y recuperar las herramientas direccionales, y que, por no considerar los cálculos correctos de hasta que profundidad se podrá activar el martillo de perforación, corremos el gran riesgo de pegarnos sin tener al menos la opción de poder martillar y recuperar las herramientas.

En el noroeste de Perú, normalmente se perforan pozos someros de 2,000 a 3,000 ft, y también pozos intermedios de 5,500 a 6,000 pies de los cuales nos centraremos en este proyecto, analizando las exigencias que conllevan perforarlos. Las compañías operadoras buscan continuamente reducir costos, y dentro de esa búsqueda han perforado muchos de estos

pozos intermedios de 5500 ft con tubería de perforación de 5" con taladros hidráulicos de 550 HP que tienen una capacidad de levante máxima de 200,000 lbs.

Por lo que se ha visto, de los diferentes pozos en los diferentes yacimientos donde hemos perforado, estos taladros pequeños de 550 HP sí logran perforar hasta estas profundidades, pero en condiciones normales, es decir, siempre y cuando no se presenten inconvenientes ni eventos de pega ni la necesidad de hacer uso del jar de perforación. Ya que, para la activación del jar se necesita un mayor valor de tensión en el martin decker, que normalmente a estas profundidades sobrepasan capacidad máxima de 200,000 lbs de estos taladros.

Dicho esto, se necesita saber la profundidad exacta de hasta donde se podría activar el martillo en el caso que necesitemos usarlo, por lo que se ha visto, esta profundidad es mucho menor a los 5,500 ft y lo podemos calcular en base a nuestra metodología con el software Wellplan de Landmark.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

El problema más allá de si se pueda activar o no el Jar de perforación, que es nuestra única contingencia cuando tengamos eventos de atrapamientos o pega de tubería a profundidades que necesitarían capacidad de overpull considerables, sería el elegir un Taladro de mayor capacidad para perforar pozos mayores a los 5,500 ft, a pesar de significar mayores costos por alquiler de un Equipo de perforación de mayor capacidad.

¿Qué nos brinda conocer hasta que profundidad podemos perforar haciendo uso del Jar de perforación?

Mientras tengamos el conocimiento de hasta que profundidad podríamos activar el jar de perforación, podremos perforar tranquilamente hasta dicha profundidad, con la seguridad de que ante un evento de pega podremos martillar hacia arriba o hacia abajo, teniendo la posibilidad al menos de despegarnos y recuperar el BHA direccional en caso ésta se encuentre atrapada. Y en este caso en particular, cuando perforemos con un Taladro de poca capacidad de levante y

naveguemos en formaciones de alto riesgo donde se presente colgamientos, largas secciones de lutitas reactivas, formaciones depletadas, conglomerádicas con altos valores de torques y arrastre, etc, deberemos centrarnos en las buenas prácticas durante la perforación, con la finalidad de reducir cualquier tipo de riesgo que conlleven a eventos indeseados o de atrapamiento, tratando de optimizar la limpieza del hoyo, el ECD, controlando parámetros, repasando cada tubo, controlando y monitoreando de los pesos en la sarta con mayor frecuencia de ser posible de tubo a tubo.

1.3.2 Problemas Específicos

En caso se presente un evento de atrapamiento o pega de tubería, cuando usemos un Taladro de poca capacidad de levante (Taladros de 550 HP), y en locaciones y formaciones que nos den indicios de problemas de colgamiento, zonas de largas secciones de lutitas, altos valores de torques y arrastre, etc, deberíamos centrarnos en las buenas prácticas durante la perforación, con la finalidad de reducir la posibilidad de enfrentarnos ante estos eventos indeseados, optimizando la limpieza del hoyo, optimización del ECD, control de parámetros, operaciones de backreamig de ser necesarios, control y monitoreo de los pesos del gancho con mayor frecuencia de ser posible de tubo a tubo.

¿Hasta que profundidad podemos activar el jar de perforación ante un evento de pega?

Es lo que podremos calcular con esta metodología, La máxima profundidad de hasta donde podemos perforar con la seguridad de que ante un evento de pega podremos al menos martillar y tener la posibilidad de liberarnos. Por lo que, si para poder activar el martillo de perforación hacia arriba necesitaríamos más de 200 klbs, definitivamente no podríamos activarlo ya que, de hacerlo, el taladro sufriría daños mecánicos. Esta profundidad depende de varios factores como: Trayectoria del pozo, perfil del pozo, máxima inclinación, DLS, Tortuosidad del hoyo, torque y arrastres generados, limpieza del hoyo, geometría del agujero, los cuales se evidenciarán conforme perforemos a mayores profundidades. En nuestro proyecto hemos calculado un promedio de la profundidad de hasta donde podemos activar el jar de perforación

para los diferentes tipos de pozos: Verticales, J, S y S modificado los cuales los más comunes en el noroeste y mostraremos más adelante.

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General

Tener conocimiento de la profundidad hasta donde podemos activar el Jar de perforación, perforar pozos direccionales teniendo la seguridad de que podemos hacer uso del Jar de perforación como contingencia en caso de pega.

1.4.2 Objetivos Específicos

Determinar la profundidad hasta donde podríamos activar el drilling jar haciendo uso del software Wellplan de Landmark.

1.5 Hipótesis de la Investigación

1.5.1 Hipótesis General

Uso del software Wellplan de Landmark para el cálculo los pesos de la sarta durante los viajes, hacia arriba (pick up weight), hacia abajo y neutro, además del arrastre a diferentes profundidades, con el que podemos calcular la Tensión del gancho que se necesita para activar el drilling jar.

1.5.2 Hipótesis Específicas

Mientras tengamos el conocimiento de hasta que profundidad podríamos activar el jar de perforación, podremos perforar de manera segura hasta dicha profundidad, con la seguridad de que ante un evento de pega podremos martillar con el jar de perforación, con posibilidad de liberar y recuperar el BHA direccional que se encuentre atrapada, evitando pérdidas económicas considerables.

1.6 Justificación de la Investigación

El cálculo de hasta que profundidad máxima podemos hacer uso del Jar de perforación, no evitará una pega de tubería, ya que aun sabiéndolo estaremos perforando hasta profundidades mayores a los 5,000 pies y donde para hacerlos detonar necesitaremos tensiones

en el gancho superiores a la capacidad máxima del taladro (200 klbs), pero teniendo conocimiento del cálculo de esta profundidad, sí reduciríamos el riesgo de pega, con las siguientes recomendaciones:

- Evitando doglegs severos, para para reducir los torques, arrastres, así como la tortuosidad del hoyo, sobre todo a mayores profundidades del que podamos detonar el Jar de perforación.
- Evitando construir o tumbar ángulos de inclinación a estas profundidades, priorizando perforar solo en modo rotación.
- Incrementando el número de repasos de la tubería, hasta tres veces por cada tubo. Realizar un viaje de calibre hasta el zapato de casing de superficie, para una mejor limpieza en el hoyo.
- Perforando con parámetros controlados hasta la profundidad final.
- Contando en locación con la química necesaria para optimizar la reología del lodo.
- Podríamos con estas buenas prácticas reducir considerablemente incluso evitar eventos de pega hasta alcanzar el TD del pozo, así como evitar contratiempos y NPTs.

1.7 Justificación Económica

El reducir los eventos de pega de tubería, más aún, recuperar la sarta de perforación y el conjunto de BHA direccional ante un evento de pega, significaría evitar cuantiosas pérdidas de dinero, ya que las herramientas direccionales que conforman el BHA direccional, tales como: el Motor de Fondo, MWD y LWD son muy costosas, además de lo que significaría en el peor de los casos, realizar un sidetrack y construir una nueva trayectoria del pozo en caso no se pueda recuperar las herramientas del hueco.

1.8 Identificación de Variables

1.8.1 Variables Independientes

- Angulo de Inclinación

- Azimut
- Profundidad
- BHA (Bottom hole assembly)
- Coordenadas de Superficie y de objetivos geológicos.

1.8.2 Variables Dependientes

- Dog Leg Severity (DLS)
- DDI
- FF (Factor de Fricción)
- Torque
- Arrastre
 - Pick Up Weight
 - Slack Off Weight
 - Rotating Off Bottom Weight
- Tortuosidad
- Rate de Flujo
- WOB
- ROP
- RPM
- Presión Diferencial

1.9 Operacionalización de Variables

La Tabla 1 describe las variables que se utilizarán en este trabajo y su operacionalización.

Tabla 01. Operacionalización de variables independiente y dependientes.

Tipo	Variable	Definición	Unidad	Indicadores
Dependiente	Dog Leg Severity (DLS)	Se refiere a la medida de cambio en la inclinación y dirección en relación a la longitud del recorrido del pozo.	(deg/100 pies)	KPI
	Directional Difficulty Index (DDI)	Tasa de producción de agua respecto de la tasa de producción total.	-	KPI
	Torque	Desde el punto de vista de perforación, son fuerzas rotacionales presentes a lo largo de la trayectoria generadas por esfuerzos dentro del hueco	Lbs-ft	KPI
	Arrastre	Es la Resistencia axial opuesta al movimiento de la sarta, que se genera por la interacción entre la sarta de perforación y la formación.	Lbs	Pick Up Weight
	Tortuosidad	Es comúnmente definida como el valor por el cual el pozo real se desvía de la trayectoria planeada	(deg/100 pies)	KPI
	Rate de Flujo	Es el volumen de lodo que circula a través del sistema	gpm	Flow meter
	WOB	Es el peso sobre la broca el cual es controlado desde superficie.	Lbs	Martin Becker
	ROP	Es el rate de penetración medido en pies/hora, el cual nos indica el avance de la perforación.	pies/hr	ROP
	Presión Diferencial	Es la presión generada mientras se perfora, con el posicionamiento de la broca en fondo y fuera de fondo.	psi	Pason
Independiente	Angulo de Inclinación	Es el ángulo que alcanza la trayectoria del pozo y generado en la sección de construcción.	deg	MWD
	Azimut	El azimut o dirección es el ángulo entre el norte magnético y la proyección de la trayectoria del pozo sobre un plano horizontal.	deg	MWD
	Profundidad MD	Medida de la longitud de tubería en el fondo del pozo medido en pies.	pies	Pason
	Coordenadas de Superficie (UTM)	Es el posicionamiento en superficie del pozo medido bajo el sistema de coordenadas UTM.	m	UTM

Fuente: Elaboración Propia

1.10 Matriz de Consistencia

Tabla 02. Matriz de Consistencia

Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables
Principal:	General:	General:	Independiente: Factor de Fricción, Angulo de inclinación, Perfil del pozo.
¿Qué nos brinda conocer hasta que profundidad podemos perforar haciendo uso del Jar de perforación?	Tener conocimiento de la profundidad hasta donde podemos activar el Jar de perforación, perforar pozos direccionales teniendo la seguridad de que podemos hacer uso del Jar de perforación como contingencia en caso de pega.	Uso del software Wellplan de Landmark para el cálculo del pick up weight y el arrastre a diferentes profundidades, con el que podemos calcular la Tensión del gancho que se necesita para activar el drilling jar.	
Específico:	Específico:	Específica:	Dependiente: Pick up weight, Arrastre, Torque, Peso en el Gancho, Tortuosidad, Reología.
¿Hasta que profundidad podemos activar el jar de perforación ante un evento de pega?	Determinar la profundidad hasta donde podríamos activar el drilling jar.	Mientras tengamos el conocimiento de hasta que profundidad podríamos perforar de manera segura sabiendo que podemos activar el jar de perforación, podemos reducir los riesgos de pega.	

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

Para un mejor entendimiento del Cálculo de la Máxima Profundidad a la que se puede activar el Jar de perforación, el cual está limitado por la capacidad máxima de levantamiento en un Equipo de perforación de 550 HP (100 TN) primero estudiaremos algunos conceptos y parámetros de perforación de los cuales dependerá nuestros cálculos.

2.1 SISTEMAS DE PERFORACIÓN

- a) **Sistema de Levantamiento del Taladro;** Es aquí donde verificamos la capacidad de levante del Equipo de perforación (Static Hook Load) que dependiendo de la profundidad hasta donde se proyecta perforar, éstos pueden varias desde los 220,000 lbs hasta 1,000,000 lbs de capacidad de levante. Además de ello también verificamos las especificaciones de la corona, malacate, drilling line, travelling block, anclote, etc.
- b) **Sistema de Rotación;** Conformado por la mesa rotaria, el sistema del top drive, tuberías de perforación y brocas. En referencia a este proyecto de tesis debemos conocer la máxima capacidad de levante.
- c) **Sistema de Circulación;** Donde el principal componente son las bombas de lodo, del cual se debe tener conocimiento de sus especificaciones técnicas y la máxima presión de trabajo con el diámetro de liner correspondiente. Otros componentes son el lodo de perforación y el sistema de control de sólidos.
- d) **Sistema de Potencia;** Compuesto por los motores y generadores, SCR, MCC, compresores los cuales proveen de energía a todos los componentes del equipo de perforación.
- e) **Sistema de prevención de reventones,** conformado por el BOP stack, Choke Manifold, acumulador de presión, mud cross, válvula HCR.

2.2 TORQUE Y ARRASTRE

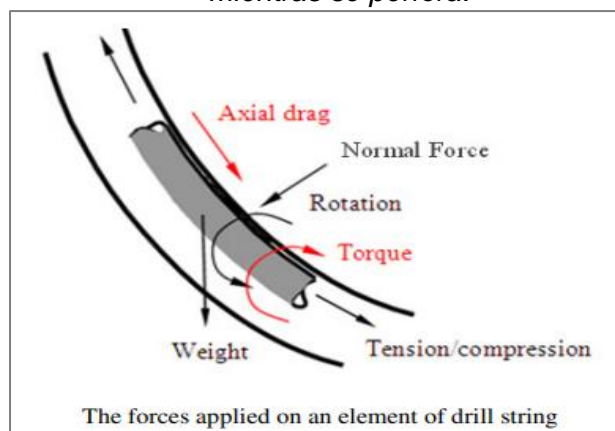
El Torque es la fuerza mecánica generada por el Top Drive/Mesa rotaria aplicado para hacer rotar la sarta de perforación y vencer las fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria del

pozo. El monitoreo del torque es importante para detectar problemas de limpieza del hoyo y problemas relacionados a hoyos con altas desviaciones. Si un Motor de fondo está incluido en el BHA, el torque del motor puede ser calculado basado en parámetros hidráulicos. Desde el punto de vista de perforación, esas fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria son fuerzas rotacionales generadas por esfuerzos dentro del hueco, los cuales son:

- Torque friccional debido al contacto entre la sarta y la formación.
- Torque mecánico debido a la interacción por deposición de recortes en el hueco.
- Bit Torque, el cual es el torque necesario de la broca para cortar o romper la roca.
- Torque debido a las vibraciones.

El Arrastre es la Resistencia axial opuesta al movimiento de la sarta, que se genera por la interacción entre la sarta de perforación y la formación. **El Arrastre** tiene dos componentes, uno debido a la fricción entre sarta y formación y otro mecánico debido al asentamiento de recortes en el hueco. Normalmente se mide términos de libra (lbf).

Figura 01. Esquema de fuerzas laterales y axiales generados por el Torque y Arrastre mientras se perfora.



Fuente: (F.Abbassian, M.L. Payne, 1996)

Es importante modelar la interacción entre la sarta de perforación y el pozo porque nos ayuda a comprender cómo controlar y reducir las vibraciones comunes como las axiales, laterales y torsionales. También ayuda a calcular el Torque y Arrastre con mayor precisión.

2.3 CAUSAS DEL TORQUE Y ARRASTRE

Ocurren básicamente por la interacción entre la pared del hueco y la sarta de perforación.

Las causas que inducen el excesivo torque y arrastre en el pozo son:

- a. Fuerzas laterales.
- b. Causas relacionadas con la Formación y estabilidad del hoyo.
- c. Friction Factor.
- d. Causas relacionadas al BHA.
- e. Perfil de pozos.
- f. Causas dinámicas

a. FUERZAS LATERALES (SIDE FORCES)

Los side forces inducen a un excesivo torque y arrastre. Estas fuerzas laterales se definen como la fuerza de contacto que hay entre la sarta de perforación y las paredes del agujero. Estos puntos de contacto (sarta-pozo) podrían conducir a problemas del pozo a largo plazo como los ojos de llave o desgaste de la tubería de revestimiento. (Vasquez, 2004)

- **Los factores que afectan las fuerzas laterales son:**

- **PESO EN LA SARTA DE PERFORACIÓN;** Es uno de los componentes que afectan las fuerzas laterales, el peso depende de la densidad del material del cual está hecho los elementos de la sarta y las dimensiones de cada elemento.

La **flotabilidad** es un factor que juega un rol importante. El efecto de flotabilidad es causado cuando la sarta está inmersa en el fluido de perforación dentro del hueco. La presión debajo de la sarta es mayor que arriba de la sarta. El resultado del diferencial de presión es la fuente de la fuerza de flotabilidad sobre la sarta de perforación.

$$W_e = W \times (1 - \rho_m / \rho_s)$$

El valor de la flotabilidad es importante para planificar pozos direccionales, porque reduce una cantidad de peso de la sarta el cual es calculado en superficie. Esta disminución del peso es determinada por el factor de flotabilidad. Este factor debe ser considerado para la sección

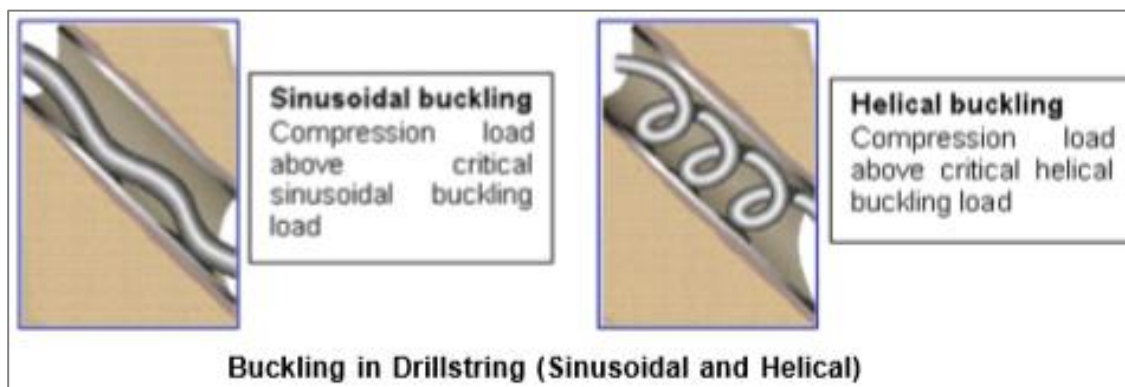
vertical, horizontal e inclinado del pozo. La siguiente ecuación muestra el peso efectivo para una sección verticalizada:

- **CAMBIO DE DIRECCIÓN E INCLINACIÓN DEL POZO;** A medida que la inclinación incrementa, el side weight (W_n) se incrementa. Por lo tanto, el side weight (componente de peso) en este caso se convierte en el componente más importante del total de fuerzas laterales. A medida que la inclinación disminuye a cero, el side weight (W_n) se vuelve poco considerable y son la fuerza lateral de curvatura y la fuerza lateral de flexión los que contribuyen la mayor parte del total de fuerzas laterales en las secciones de poca inclinación.

- **BUCKLING (PANDEO);** Es la deformación que la sarta de perforación sufre cuando es sometido a compresión. Básicamente, esta deformación es **la desviación de la sarta de perforación** desde su eje axial. Esto puede ser sinusoidal o helicoidal.

En pozos poco profundos o casi verticales donde la sarta de perforación está mayormente en tensión no se observa tanto el Pandeo. Sin embargo, a medida que los pozos se vuelven más largos y más desviados, ocurre que partes largas de la sarta de perforación están en compresión y se deben considerar los efectos de pandeo. (G. W. Halsey, October 1995)

Figura 02. Tipos de Buckling, Sinusoidal y Helicoidal



Fuente: G. W. Halsey, X. He: "Interactions between Torque and Helical Buckling in Drilling," SPE 30521, USA (October 1995).

- **Podemos mencionar algunas consideraciones del Buckling (Pandeo)**

- La carga crítica del pandeo es igual a la máxima carga compresiva que puede soportar la sarta de tubería.
- Si se excede la carga crítica del pandeo, la sarta se deforma generando un pandeo sinusoidal.
- Un mayor incremento del WOB puede conducir a un pandeo helicoidal.
- Angulo crítico: es el Angulo por encima del cual la tubería o la sarta requiere fuerza para ser empujado dentro del hueco. En esta región un ángulo de inclinación más bajo produce menos arrastre, pero permite un pandeo más severo debido al menor soporte del pozo. Un Angulo de inclinación mayor genera un arrastre relativamente mayor, pero un nivel de pandeo relativamente menor.
- Aquí Podemos considerar que por recomendación el DLS en el tumbado debe ser menor o igual que el DLS en la sección de construcción.

Efecto de viajes: cuando se realiza viajes dentro del pozo, la fricción entre la sarta de perforación y las paredes del hueco puede ser lo suficientemente alta como para que la sarta de perforación esté bajo compresión. Cuando éste es el caso, podría ocurrir un pandeo.

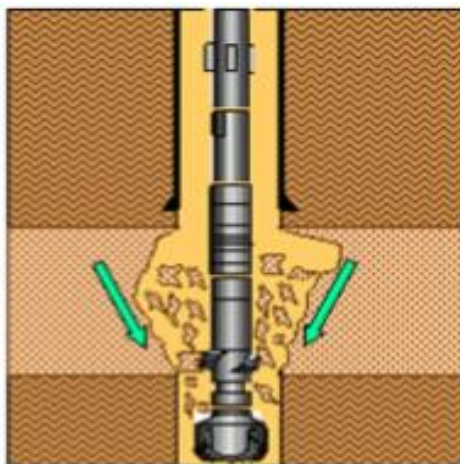
b. CAUSAS RELACIONADAS CON LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO

La formación que está siendo perforada jugará un rol importante en la causa del torque y arrastre. Las características geológicas y físicas de la formación influenciarán la cantidad de torque y arrastre que una sarta de perforación presentará durante la construcción del hueco. Para ver el efecto que la formación puede tener en la causa del torque y arrastre, se presentan casos como:

i. **ZONAS NO CONSOLIDADAS**

Básicamente es la formación que colapsa dentro del hoyo, formando un Puente en el peor de los casos, o generando excesivo torque y arrastre en la sarta de perforación.

Figura 03. Colapso por formaciones no consolidadas

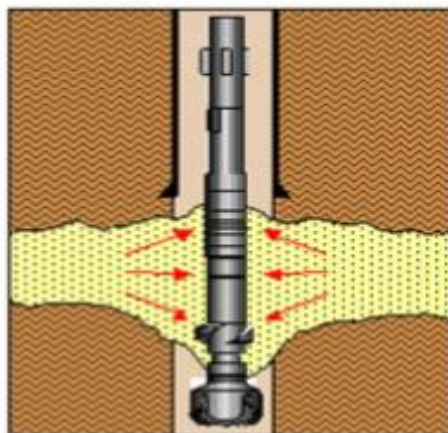


Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

ii. MINERALES

Debido a la eliminación de la fuerza de restricción dentro de la formación a medida que se perfora el pozo, la formación misma fluye hacia el pozo y provoca un aumento de T&D.

Figura 04. Ingreso de Minerales al pozo provocan T & D

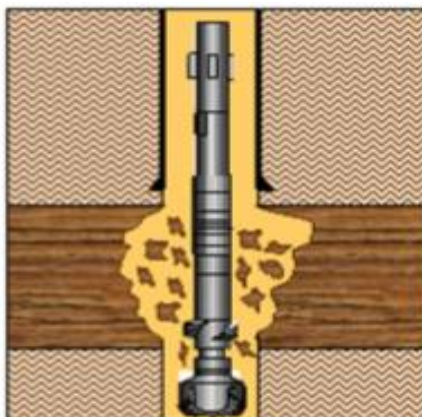


Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

iii. FRACTURAS

Cuando se perfora una formación que es naturalmente fracturada o de una zona fallada, recortes pueden caer dentro del hoyo. Estos recortes podrían variar en tamaño desde escalas pequeñas a mayores. El efecto de esta ruptura dentro del pozo puede variar desde un aumento en el torque y arrastre en la sarta de perforación hasta última instancia atascar el BHA.

Figura 05. *Caída de recortes en zonas fracturadas*

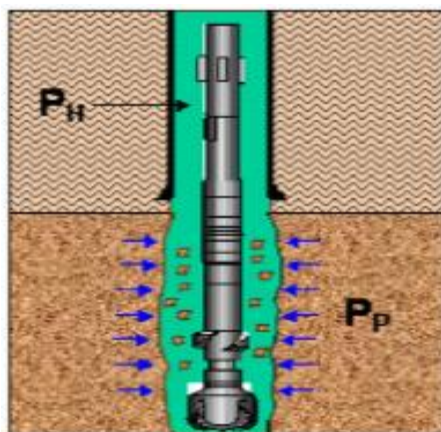


Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

- **GEOPRESION**

Si la presión del poro (P_p) excede la presión hidrostática del fluido de perforación (P_h), la formación puede hacer caverna dentro del hoyo.

Figura 06. *Cavernas generadas por diferencia de presiones*

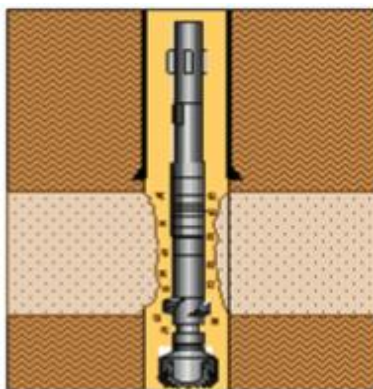


Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

- **FORMACIONES REACTIVAS**

En algunos casos, el agua del fluido de perforación reacciona con la formación (esquisto reactivo), lo que provoca que se hidraten, se hinchen y posteriormente se colapsen en el pozo (por ejemplo, esmeril y arcillas de bentonita en el gumbo) cuando viaja la broca, puede haber embolamiento severo, incrementando el torque y arrastre inclusive una posible pega.

Figura 07. *Hinchamiento de formación Reactiva*

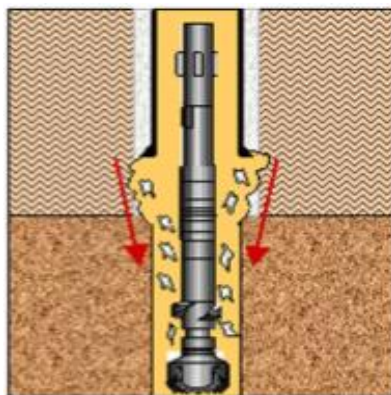


Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

- **CEMENT BLOCK**

Si el cemento se vuelve inestable alrededor del zapato, cuando perforamos el tapón los trozos del cemento duro pueden caer al pozo, aumentando el torque y el arrastre además de poder atascar la tubería.

Figura 08. *Desprendimiento de trozos de cemento hacia el Pozo*



Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

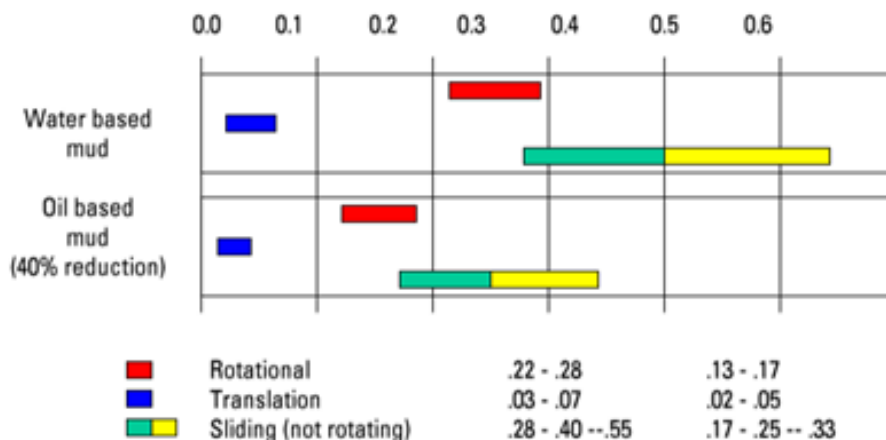
c. FACTORES DE FRICCIÓN

Un factor de fricción se define como la relación de la fuerza requerida para mover un objeto, dividida por la fuerza lateral entre el objeto y la superficie sobre la que descansa.

Es difícil definir las mediciones del rango de coeficientes de fricción, ya que está afectado por muchos factores. Los factores incluyen la naturaleza de la formación o su composición en sí, el tipo de lodo, el material de la sarta de perforación, las propiedades del lodo, etc.

A continuación, se muestra una compilación del rango de factores de fricción: en la mayoría de los casos, se encuentran el tipo de lodo, tipo de superficie en contacto (superficie abierto o revestido) y la actividad de perforación (rotación/deslizamiento). (C. J. Mason, October 2000)

Figura 09. Factores de Fricción como una de las causas de Torque y Arrastre considerados durante el diseño de un pozo direccional.

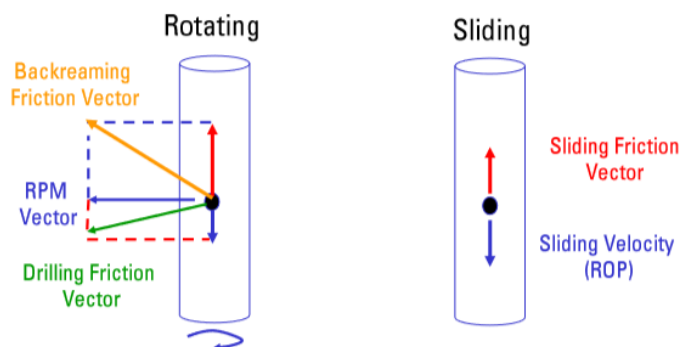


Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform" Schlumberger (2004)

Es menor que la unidad, dependiendo de la naturaleza del movimiento de la sarta de perforación, las fuerzas de fricción pueden ser las siguientes:

- Fuerzas de arrastre (solo movimiento axial de la sarta-modo deslizamiento)
- Torque friccional generado solo por rotación (modo rotando)
- Una combinación de ambos, traslación y rotación (es decir modo reaming).

Figura 10. Fuerzas durante la perforación en modo rotacional y modo sliding



Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform", (2004)

d. CAUSAS RELACIONADAS CON EL BHA

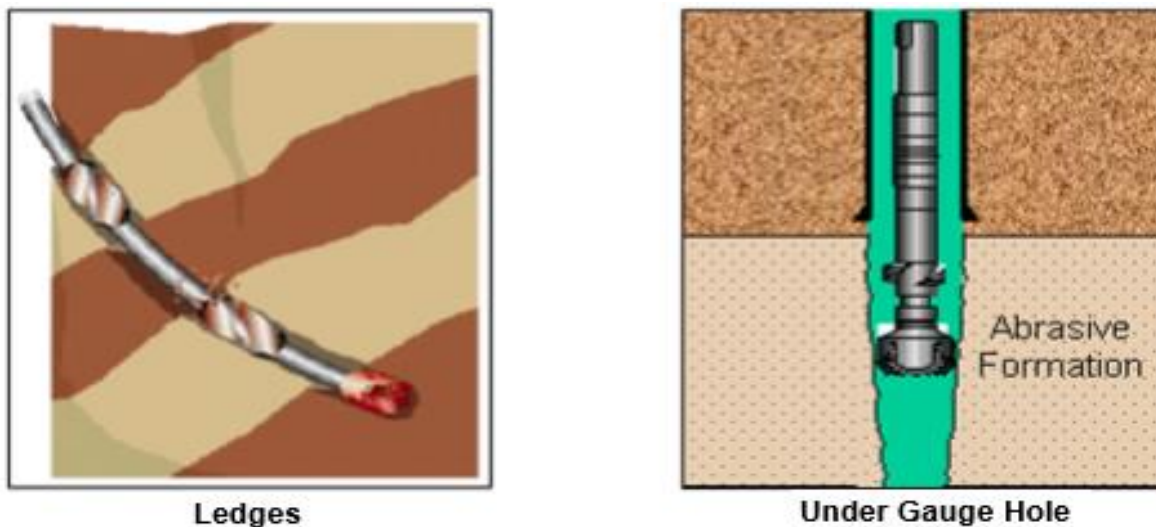
Las causas excesivas del torque y arrastre relacionados con el BHA ya han sido definidos, estos son la Rigidez, el Peso y el Pandeo.

El BHA puede causar un side force en la broca que conlleva a un incremento de inclinación en el hueco (positive side force – Fulcrum effect), sin cambio de inclinación (zero side force – Lockup BHA) o una reducción en la inclinación (negative side force – Pendulum effect).

UNDER GAUGE HOLE, Un hueco de calibre inferior ocurre cuando la protección del calibre en la broca se vuelve ineficaz después de perforar secciones largas de formaciones abrasivas. Si no se tiene el cuidado al bajar la sarta, una broca nueva puede atascarse en un orificio de bajo calibre.

LEDGES, Es probable que ocurra donde hay un cambio de formación, y en consecuencia de interconexiones duras y blandas.

Figura 11. Perfil de cambios de formación (Ledges) y Hueco de bajo calibre



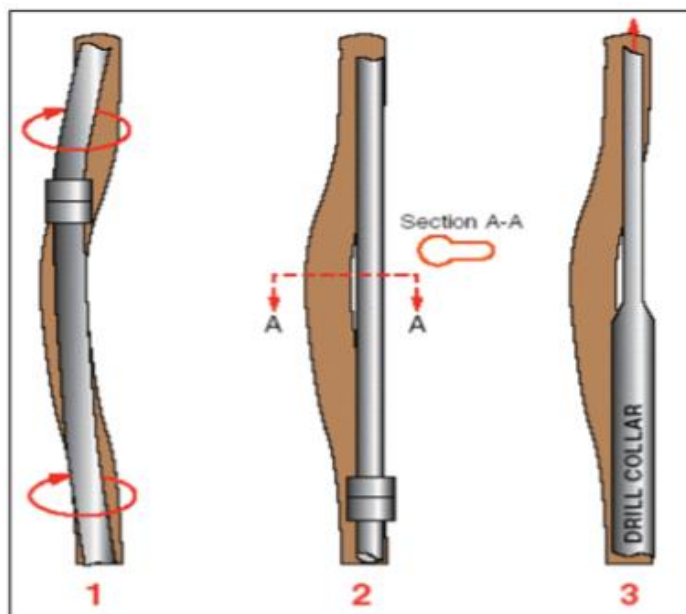
Fuente: Jesus Vasquez: "Torque and Drag, Guidelines to perform", (2004)

ASIENTOS DE LLAVE, El problema más común que se presenta en pozos direccionales debido a la geometría del pozo es la creación de "Key Seat" o "asientos clave". Estos se forman con mayor facilidad en la parte superior del pozo, donde las formaciones son más suaves. Los

"Key Seat" surgen como resultado de la fuerza lateral ejercida por la sarta de perforación contra las paredes del pozo debido a los cambios de dirección en su trayectoria.

Este efecto provoca la creación de un canal con un diámetro más estrecho que los componentes del conjunto de fondo de pozo (BHA).

Figura 12. Perfil del pozo con problemas de Asiento de llave



Fuente: T. Burgess, M.C. Sheppard, C. Wick: "Designing Well Paths to Reduce Drag and Torque", SPE 15463, (October 1986).

e. PERFIL DEL POZO

Otro factor importante que genera pérdidas de energía por torque y arrastre en un pozo es la trayectoria del perfil del pozo. Una trayectoria suave tendrá menos energía desperdiciada (pérdida por torque y arrastre) que una trayectoria sinuosa. En esta causa de T&D otros elementos juegan un papel importante, como la inclinación y la dirección, y cuando se combinan, influenciará a un severo dogleg DLS. La trayectoria o perfil del pozo es el resultado de interacciones complejas entre el comportamiento de la roca y diferentes parámetros de perforación, como:

- Diseño de BHA
- WOB y velocidad de rotación

- Diametro del hueco
- Buzamiento de la formación
- Perforabilidad de Formación
- Estabilidad del pozo.

Hay varios tipos de perfil que pueden ser perforados hacia el target (construir y tumbar, doble construcción, etc). La selección de un tipo de perfil específico y sus diseños detallados deben considerar algunas posibles limitaciones y contradicciones además del torque y arrastre.

Los ejemplos incluyen la estabilidad del pozo a inclinaciones y azimuts específicos, limpieza del hueco, sensibilidades geológicas (arcillas problemáticas, arenas sometidas a baja presión, secciones de sal, etc.) y requerimiento de anticollisión con respecto a pozos existentes y futuros. Para todo perfil de pozos desviados, es importante que la trayectoria sea lo más suave posible con un mínimo de dogleg. Por lo tanto, la capacidad de lograr el control direccional en la geología específica involucrada es una parte integral del proceso de diseño.

Un elemento o factor que explica el aumento de Torque y Arrastre en un pozo se llama tortuosidad, como se explica a continuación. (T. Burgess, February 2002)

- TORTUOSIDAD

La tortuosidad es definida como el valor por el cual el **pozo real se desvía** de la trayectoria planeada. Este es el dogleg acumulativo dentro del pozo planeado o para un pozo perforado, el total de dogleg cambia incluso también en el Dropeo.

$$Tortuosity_n = Tortuosity_{n-1} + \frac{DLS_n}{100} \times (MD_n - MD_{n-1})$$

donde:

Tn = Tortuosidad at station survey "n", in deg/100 ft

Tn-1 = Tortuosidad at station survey "n-1", in deg/100 ft

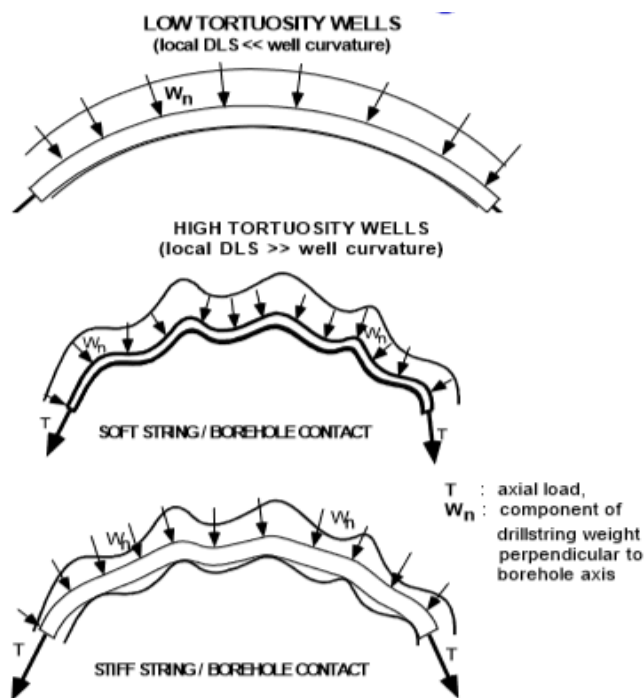
DLS = Dog leg severity in deg/100 ft

MDn = Measured depth at survey station "n", in ft

MDn-1 = Measured depth at survey station "n-1", in ft.

A medida que la longitud de la trayectoria del pozo aumenta, también aumenta la tortuosidad. **La tortuosidad real perforada suele ser más alta que la tortuosidad planificada del pozo**, especialmente en pozos con secciones de tangente larga, ya que el DLS en secciones de tangente a menudo es difícil de mantener en cero.

Figura 13. Perfil de pozos de baja y alta tortuosidad



Fuente: David C-K Chen, T. M. Gaynor, D. Stuart: "Tortuosity and Micro-Tortuosity",
IADC/SPE 67818, Netherlands (March 2001).

- MICROTORTUOSIDAD

La tortuosidad se ha definido teniendo dos componentes: macro tortuosidad que se puede detectar examinando los resultados del survey y micro-tortuosidad que es un dogleg de menor escala que no aparecerá en los datos del survey del MWD.

La "micro-tortuosidad" es definido a menudo como cuando el eje del agujero es una hélice en vez de una línea recta, ésta debe estar relacionado con el agujero espiralado. La micro-

tortuosidad se define como la tortuosidad que ocurre en una escala mucho menor en comparación con la macro-tortuosidad (tortuosidad).

La micro-tortuosidad se diferencia de la macro-tortuosidad en que (i) ocurre en ensamblajes convencionales, así como en ensamblajes de motor y rotary steerable, para el caso. (ii) crea un pozo en espiral uniforme que solo puede ser detectado por técnicas de avanzado con wireline y herramientas caliper LWD.

Estos dos factores, la tortuosidad y la micro-tortuosidad, compondrán un elemento que incrementará las pérdidas de energía por torque y por arrastre en un pozo dado. Simplemente, cuanto más tortuosa sea la trayectoria del pozo, mayores serán las pérdidas por torque y arrastre.

- **IMPORTANCIA DE LA TORTUOSIDAD PARA TORQUE Y ARRASTRE**

Si el valor de la tortuosidad es considerado durante la fase de planificación, el número de torque y arrastre obtenido será el ideal. La tortuosidad aumentará los requerimientos de torque y arrastre para perforar un pozo.

Cuanto más suave sea el perfil del pozo, más suave será su fase de perforación resultando pozos menos tortuosos.

La adición de la tortuosidad en el perfil del pozo permite resultados más consistentes para la ingeniería. (David C-K Chen, March 2001)

- **SPIRALING**

Un factor importante es la influencia espiral en la calidad de hueco, y por lo tanto en los problemas de torque y arrastre. La calidad del hueco está generalmente relacionada con la suavidad del pozo o la estabilidad del mismo.

Para la definición de un hueco espiral una buena pregunta es ¿cómo exactamente el pozo sigue la trayectoria de survey? Si lo sigue en una trayectoria más o menos helicoidal alrededor de una línea central de la trayectoria del pozo planeado como una espiral, entonces el hueco espiral es un problema y esto ha sido definido. Sin embargo, hay muchas interpretaciones acerca del hueco espiral. Este concepto es discutido ahora para dar a conocer la existencia de este

fenómeno y la relación que este tiene con el principal tema tratado aquí, el cual es el torque y arrastre.

Dogleg (DL) Se refiere a la medida de la variación en la inclinación y la dirección entre dos puntos, expresada en grados. Este término se utiliza para describir cuán curvado o desviado está la trayectoria de un pozo. Su nombre se deriva de su semejanza con la pata trasera de un perro.

Dogleg Severity (DLS) Se refiere a la medida de cambio en la inclinación y dirección en relación a la longitud del recorrido del pozo. Se expresa en grados por cada 30 metros de longitud de recorrido. Hablar acerca de la "Dogleg Severity" (DLS) nos permite discutir el grado de torsión o desviación en el pozo independientemente de las longitudes de las estaciones de survey

$$DLS = \frac{100}{MD} \arccos[\cos(I_2 - I_1) - (\sin I_1 \sin I_2) \times (1 - \cos(A_2 - A_1))]$$

NOTA:

En la perforación direccional, el pozo es perforado de vertical a horizontal, el ángulo que la sarta de perforación toma, se conoce como DLS que se mide en grados por cada 100 pies. Cuando las herramientas se mueven a través de un DL están sujetas a un estrés extremo y podrían romperse en una conexión. Los ingenieros han calculado la cantidad de esfuerzo que pueden manejar las herramientas a partir del DLS al rotar y deslizar. Cada vez que la herramienta MWD envía survey, el Panel de Control de survey de la computadora en superficie calcula el dogleg severity (DLS) del pozo. El ingeniero de campo puede compararlo con la calificación de la herramienta LWD. Si la herramienta LWD falla, los datos de registro se perderán. Por lo tanto, es importante advertir a la plataforma que sus herramientas están sujetas a fallas si el DLS es demasiado alto.

- **DIRECTIONAL DIFFICULTY INDEX (DDI)**

Se trata de un valor propuesto para evaluar cuán complicado puede ser perforar un pozo direccional. Los factores considerados en esta ecuación incluyen la profundidad total (MD), la

profundidad verdadera vertical (TVD), la distancia horizontal recorrida y la complejidad de la trayectoria del pozo. En la tabla adjunta se muestra una escala de dificultad en función del valor del Índice de Dificultad Direccional (DDI). En general, valores altos de DDI indicarían que la perforación podría ser más difícil en comparación con perfiles de DDI más bajos.

El DDI se calcula utilizando software de planificación de pozos, como el software Compass y otros similares. Las compañías de servicios pueden utilizar el DDI como un indicador clave de desempeño (KPI) para justificar la aplicación de tecnologías específicas en sus operaciones de perforación. (Vasquez, 2004)

$$DDI = \log_{10} \left[\frac{MD \times AHD \times TOR}{TVD} \right]$$

Donde:

MD = Profundidad Medida, ft

AHD = Desplazamiento a lo largo del hoyo, ft

TOR = Tortuosidad, deg/100 ft

TVD = Profundidad Vertical Verdadera, ft

Tabla 03. Rango de Dificultad de acuerdo al tipo de pozo

Dificultad	Tipo de Pozo
DDI < 6.0	Pozos relativamente cortos / perfiles simples con baja tortuosidad.
6.0 < DDI < 6.4	Pozos cortos con alta tortuosidad / pozos más largos con una baja tortuosidad.
6.4 < DDI < 6.8	Pozos más largos con trayectorias relativamente tortuosas.
DDI > 6.8	Pozos largos con perfiles tortuosos con un alto grado de dificultad.

Fuente: Jesús Vasquez: "Torque and drag Guidelines to perform", SPC IRTP Discipline Documentation (July 2014).

f. CAUSAS DINÁMICAS

Las causas dinámicas afectan el torque más que el arrastre. Cuando la fricción en el fondo del hueco cambia, una onda torsional es generada y propagada hacia arriba en el Kelly o topdrive (el drillpipe actúa como una línea de transmisión para la onda torsional). Una mesa rotaria con una velocidad completamente constante, independiente de la carga, representa un extremo fijo para tal onda torsional. Como un resultado, las ondas son reflejadas hacia abajo en

la sarta de perforación con una eficiencia del 100%. Una vez la energía vibracional es atrapada en la sarta de perforación, se puede acumular una fuerte oscilación torsional, llevándolo al atascamiento y deslizamiento (stick & slip) y otros problemas. El rotary table o top drive responderá a estas grandes variaciones del torque con variaciones significativas de velocidad. El problema de las oscilaciones severas asociadas con “stick & slip” de la broca puede ser reducido, incluso eliminado, por la reducción de la fricción estática en el fondo del pozo o controlando la velocidad de la mesa rotaria (reducción del WOB e incremento de RPM), de manera que amortigua las oscilaciones torsionales al inducir un movimiento proporcional a las variaciones de torque. (Vasquez, 2004)

2.4 OTRAS CAUSAS DEL INCREMENTO DEL TORQUE Y ARRASTRE

Un aumento en el torque y arrastre o una tendencia anormal detectada, podría significar varias cosas como son:

- Condición de huecos apretados.
- Acumulación de recortes, pobre limpieza del hoyo.
- Problemas de estabilidad del hueco.
- Problemas del equipo de perforación.
- Tortuosidad en el pozo.
- Interpretación errónea de los instrumentos de medición.
- Bloque de cemento que cae dentro del pozo.
- Pandeo en la sarta de perforación.
- Agujero under-gauge.
- Vibraciones en el pozo.
- Cambio en los límites de la formación.
- Stuck pipe / differential sticking.
- Eficacia de la lubricidad del lodo.
- Influjos de formación. (Frank Reiber, September 2002)

¿CUÁNDO SE MONITOREA EL TORQUE Y ARRASTRE?

- En cada conexión.
- Mientras se realizan los viajes especialmente a hueco abierto.
- Después de una mayor inclinación y cambios de azimut.
- Antes, durante y después de los viajes cortos y largos.
- Antes y después de circulaciones desde fondo hasta superficie.
- Después de un incremento o disminución del peso del lodo.
- Cuando ha habido algún cambio reológico del lodo.
- En el TD después de haber limpiado el hueco.
- Antes y después de adicionar reductores de torque, como lubricantes o protectores de tubería de perforación. (Frank Reiber, September 2002)

¿PORQUÉ SE MONITOREA EL TORQUE Y ARRASTRE?

- Para monitorear el deterioro del hueco e inestabilidad del pozo.
 - Monitoreando la limpieza del hueco mediante evaluación efectiva de la circulación cuando se hacen las conexiones, circulando de fondo a superficie.
 - Para mejorar las condiciones del ECD removiendo los recortes en las zarandas.
- Porque nos ayuda a determinar las limitaciones del equipo y las máximas profundidades que podemos alcanzar durante la perforación.
- Para ayudar a determinar los efectos de lubricidad del lodo, efectos del peso del lodo y cambios de las propiedades del lodo.
- Para determinar los factores de fricción para cada pozo y hacer un data base del factor de fricción, tanto para pozos a hueco abierto o entubado.
 - Para entender los efectos de la formación.
 - Para encontrar problemas cuando se corren los casing y liners.

¿CÓMO SE MONITOREA EL TORQUE Y ARRASTRE?

- Mientras se perfora podemos seguir una serie de pasos para conseguir un buen monitoreo de Torque y arrastre.
- Después de cada conexión durante la perforación, podemos de manera recíproca, circular y rotar para asegurar una buena limpieza del hoyo y no queden recortes en el BHA, así determinamos que el hueco esté libre de recortes (esta situación puede ser diferente para diferentes equipos, para diferentes tamaños de hoyo, ángulos, tipos de Formación, etc).
- A pocos metros del fondo del pozo, obtenemos el peso de la sarta rotando a una tasa de flujo y RPM.
- A pocos metros del fondo del pozo, obtenemos el torque a un RPM y caudal de perforación. (Frank Reiber, September 2002)

- CONTROL Y MONITOREO DE LOS PESOS (HOOKLOADS)

- Parando la rotación, levantamos la tubería P/U al menos 5-6 metros a una velocidad constante, registramos el peso máximo P/U. (fricción dinámica y estática).
- Obteniendo el peso bajando S/O, en el movimiento hacia abajo de la tubería mientras ésta retorna los 5-6 metros al fondo a velocidad constante, registramos el peso mínimo S/O y el peso normal (la longitud de la Carrera para obtener los valores adecuados de P/U y S/O variará según el tamaño del orificio, BHA, ángulo, etc).
- Además, supervisamos la carga máxima del gancho mientras levantamos la sarta desde su condición estática (normalmente, ésta es la carga máxima de P/U que experimenta mientras la sarta está liberándose de la fricción estática), esto determinará si la sarta puede ser movido sin exceder el límite del Taladro o de la tubería de perforación. Siempre asegurándose de que haya un margen de seguridad para mover la sarta desde su condición estática.
- Trabajando la sarta de perforación a una misma velocidad todo el tiempo, las lecturas se harán más consistentes.

- Durante la recopilación de datos, tomar las lecturas del indicador de peso y medición de torque en todas las circunstancias.
- Tomar las lecturas circulando a la misma tasa de flujo para cada sección del hueco, así evitar la influencia e interferencia de un incremento de caudal.
- Las medidas del peso del gancho pueden ser tomados con bombas encendidas o apagadas. (Frank Reiber, September 2002)

Mediciones con Bombas encendidas, se pueden usar para estimar la profundidad máxima alcanzable mientras se perfora y ayuda a determinar la necesidad de realizar viajes, circulación, operaciones de reaming y backreaming.

Mediciones con Bombas apagadas, Se puede usar para estimar la efectividad de los viajes cortos y limpieza del hoyo, determinar si el pozo está en condiciones de correr liner o casing. Además, ayuda a estimar la profundidad máxima alcanzable con el casing. (Vasquez, 2004)

2.5 EFECTOS Y CONSECUENCIAS DEL TORQUE Y ARRASTRE

a) LIMITES TÉCNICOS DEL EQUIPO

Capacidad de torque: los valores excesivos de torque pueden hacer que el topdrive se detenga, lo que podría dañarlo.

Superar la capacidad de levantamiento del equipo de perforación: Si el exceso en la resistencia al arrastre es alto, existe la posibilidad de que se pueda alcanzar la capacidad de elevación o tracción del equipo (lo que finalmente resulta en una situación de tubería atascada).

Capacidad rotacional: la capacidad del topdrive o de la mesa rotaria para rotar puede verse afectada por valores excesivos de torque.

b) TRANSFERENCIA DE PESOS

Básicamente el transferir peso a la broca causa la destrucción de la broca y se vea afectado, esto implicará una reducción en el rate de penetración ROP.

c) TASA DE PENETRACION

Si hay una reducción en el peso transferido a la broca, el ROP será reducido. Si existe torque excesivo o errático, la energía disponible para perforar se pierde a lo largo del hoyo.

d) VIBRACION EN FONDO DE POZO

El torque que es creado de causas dinámicas puede crear o contribuir a la vibración del hueco que eventualmente afectará el progreso de la perforación y las herramientas direccionales MWD/LWD.

BIT BOUNCE

Es la vibración de fondo del pozo causado principalmente por la interacción entre la broca y la formación. El rebote de la broca puede ocurrir cuando una broca no puede obtener una “mordida” suficiente en la formación para producir una acción de perforación uniforme, por lo que rebota en el fondo del pozo. Normalmente ocurre en pozos verticales con formaciones duras y para contrarrestarlo se disminuye las RPM y el WOB.

BIT WHIRL

Es el movimiento que hace una broca cuando no gira alrededor del centro del hoyo, sino en un movimiento en espiral. Este fenómeno generalmente ocurre en pozos de bajo ángulo y formaciones más blandas que da como resultado un agujero sobredimensionado y un desgaste excesivo de la broca. Para contrarrestarlo se disminuye las RPM e incrementa el WOB.

STICK-SLIP

Es un tipo de vibración rotacional. El stick-slip ocurre cuando la broca muerde la formación y momentáneamente falta suficiente torque para cortar la formación. Por lo tanto, la broca se detiene mientras se acumula la energía de torsión de la sarta de perforación. Una vez que se acumula suficiente energía, la broca se libera a velocidades de rotación mucho más altas de lo normal, lo que provoca fallas o daños en la broca, en el BHA y pérdidas de tiempo. Normalmente ocurre en pozos de alta inclinación con una combinación de brocas PDC agresivas, altos WOB

y a profundidades mayores a los 3,000 ft MD. Para contrarrestarlo se incrementa las RPM y disminuye el WOB. (Weatherford, 2010)

e) INTEGRIDAD MECÁNICA DEL DRILLSTRING

Bajo la integridad mecánica entendemos que la sarta de perforación y sus elementos permanecen durante y después de la perforación de la misma manera que la ensamblamos en la superficie. Todos estamos interesados en la vida útil prolongada de los componentes de la sarta de perforación y en la vida útil prolongada de las herramientas. Un valor excesivo de torque y arrastre puede representar un factor que limita la integridad mecánica de una sarta de perforación debido a muchos mecanismos que, básicamente, pueden conducir a una falla mecánica en cualquier elemento de la sarta de perforación. Algunos de estos mecanismos se describen a continuación.

TENSION; El acero en tensión falla si suficiente esfuerzo es puesto sobre él. El límite elástico es excedido y su comportamiento se vuelve plástico, y el acero se elonga y se rompe. Si existe un excesivo arrastre el over-pull de la sarta puede causar uno de estos elementos de falla por tensión.

TORSIÓN; Este mecanismo ocurre cuando el límite de torsión es excedido. En el peor de los casos, las fallas de torsión pueden llevar a torcer parte del BHA o de la sarta.

FATIGA; Es el daño causado por esfuerzos cíclicos repetidos. La fatiga ocurre normalmente cuando se está girando la sarta de perforación en el momento en que está doblada. El mecanismo es que ejercer una tensión cíclica sobre el acero (carga y descarga) induce a cambios eventuales en la estructura cristalina del acero y eventualmente se rompe. Cuanto mayor sea el rango de tensiones ejercidas en los ciclos (especialmente si los ciclos alternan entre la tensión y la compresión), éstas causarán que el acero se rompa aun con menos ciclos.

TIGHT HOLE, Es un tipo de causa-efecto del torque y arrastre. Esto sucede cuando la sarta encuentra **resistencias** en el pozo para pasar a través de algunos puntos debido a la formación, perfil de pozos, etc. (Vasquez, 2004)

DRILL PIPE, La tubería de perforación es un componente fundamental en el conjunto de herramientas utilizado en la perforación de pozos. Su principal función es proporcionar la rotación necesaria a la broca mientras se bombea lodo a alta presión a través de ella. La tubería de perforación está sometida a una combinación compleja de fuerzas debido a que debe desempeñar varias funciones simultáneamente. Estas funciones incluyen girar a altas revoluciones por minuto (RPM), flexionarse para adaptarse a condiciones de alta presión y permitir el flujo de fluidos a elevada presión. Es importante destacar que la tubería de perforación tiene una vida útil relativamente corta y requiere un mantenimiento periódico de gran importancia.

Tabla 04. *Tabla de límites y capacidades de tubería de perforación de 4 ½" & 5"*

Pipe Data											
Size OD	Nominal Weight	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength	Tensile Yield Strength	Wall Thickness	Nominal ID	Pipe Body Section Area	Pipe Body Section Modulus	Pipe Body Polar Section Modulus	Internal Pressure	Collapse Pressure
in.	lb/ft		ft-lb	lb	in.	in.	sq in.	cu in.	cu in.	psi	psi
4 ½	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
4 ½	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
4 ½	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
4 ½	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773

Pipe Data											
Size OD	Nominal Weight	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength	Tensile Yield Strength	Wall Thickness	Nominal ID	Pipe Body Section Area	Pipe Body Section Modulus	Pipe Body Polar Section Modulus	Internal Pressure	Collapse Pressure
in.	lb/ft		ft-lb	lb	in.	in.	sq in.	cu in.	cu in.	psi	psi
5	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
5	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
5	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
5	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
5	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858

Fuente: Drill pipe data table Grant Prideco

2.6 PERFORACION DIRECCIONAL

La perforación direccional es una técnica que se utiliza para cambiar la dirección de un pozo en comparación con la perforación vertical y convencional que seguiría un trayecto natural. Para lograr esta desviación controlada, se emplean diversas herramientas y tecnologías en la industria de la perforación, como los arreglos de fondo de pozo (BHA), dispositivos de medición tridimensional para rastrear la ubicación del pozo, sistemas de comunicación que transmiten las mediciones desde el fondo del pozo a la superficie, motores de fondo, componentes del BHA y brocas de perforación.

La perforación direccional se utiliza especialmente en situaciones en las que es necesario perforar en una dirección específica, como en formaciones inclinadas o cuando las condiciones del subsuelo son impredecibles con métodos de perforación convencionales. Para lograr la desviación controlada, una técnica común implica el uso de una sección curvada (bent housing) cerca de la broca en un motor de fondo. Este bent housing orienta la broca en una dirección diferente al eje del pozo cuando la sarta de perforación no está girando. Al bombear lodo a través

del motor de fondo, la broca gira mientras que la sarta de perforación permanece quieta, lo que permite que la broca avance en la dirección deseada indicada por el "tool face".

En resumen, la perforación direccional es una estrategia utilizada para cambiar intencionalmente la dirección de un pozo en comparación con la perforación convencional, utilizando una variedad de herramientas y métodos especializados para lograr objetivos específicos de perforación en formaciones inclinadas u otras condiciones particulares.

2.6.1 MOTOR DE FONDO

El motor de fondo de pozo es una herramienta direccional versátil, que consiste en tres secciones: Sección de potencia, Sección de transmisión y sección de rodamientos. La sección de potencia es la encargada de convertir la energía hidráulica en energía mecánica, el cual es generada por el paso del fluido bombeado a altas presiones. Este fluido bombeado hace rotar al rotor de la sección de potencia en cual rotará la sección de transmisión para luego rotar los rodamientos de sección de rodamiento el cual finalmente rotará la broca, dando éste el torque necesario para romper o cortar la roca.

Este motor de fondo de pozo tiene una curva llamada bent housing el cual presenta un tool face por medio del cual se puede dirigir el pozo. Las medidas del tool face se actualizan continuamente durante la perforación, y solo se pueden usar en modo "sliding", que es cuando el BHA y la sarta de perforación están estáticos (sin rotación) y solo gira la broca. El tool face nos permite monitorear la orientación de la curva, permitiéndonos navegar lo más cerca posible de los objetivos geológicos.

Para tener un tool face correcto de la herramienta, antes de comenzar a perforar, en el piso de perforación el ingeniero direccional necesita alinear el tool face del motor con los sensores MLWD (conector de memoria como referencia), una vez que calculemos el factor de corrección (ángulo de corrección), posteriormente ésta nos permitirá corregir en cada estación de registro de survey, en nuestro caso cada 90 ft.

Un bent housing recomendado es el de 1.5° , porque además de mantener la verticalidad y las secciones tangenciales, también nos permite construir y tumbar los ángulos de inclinación, y la más importante es que el bent housing elegido tenga una buena respuesta en caso de necesitar realizar sesiones de sliding para corregir el alineamiento de la trayectoria planificada.

2.6.2 MWD (Measurement while drilling)

Es una herramienta de medición durante la perforación, puede medir los parámetros de la trayectoria del pozo, como Inclinación, Azimut y tool face y enviar esta información a los equipos de superficie en tiempo real a través del fluido de perforación por telemetría o por ondas electromagnéticas, la herramienta MWD mide la orientación del tool face del motor en relación con el norte magnético y que luego será corregida por el norte verdadero.

Existe internamente un sensor D&I que cuenta con tres acelerómetros (que indican la Inclinación en campo gravimétrico) y tres magnetómetros (que indican Azimut y tool face en campo magnético). Hay dos tipos de Tool face:

Tool face magnético: Se utiliza en pozos verticales ($<5^\circ$), describe la orientación de bend del motor con respecto al norte magnético y se corrige por el norte verdadero aplicando el ángulo de declinación magnética. La orientación del TFM es de 0° a 360° en el sentido de las agujas del reloj.

Tool fase gravimétrico: Se utiliza en pozos inclinados ($>5^\circ$), describe la orientación del bend del motor respecto high side del pozo. La orientación TFG es de 0° a 180° (+) para dirigir el pozo a la derecha, y de 0° a 180° (-) para dirigir el pozo a la izquierda. Algunas consideraciones al respecto podrían ser:

- Al conducir el pozo, el ingeniero direccional necesita saber en qué dirección apunta el bend del motor.
- Antes de bajar el motor en el pozo, debemos medir el ángulo de corrección y la orientación del tool face

- La herramienta MWD podrá enviar la orientación del tool face a superficie, lo que le indicará al ingeniero direccional cuál es la orientación de la curva.

2.6.3 LWD (Logging while drilling)

Es una herramienta de registro durante la perforación, puede medir los parámetros de Resistividad, rayos gamma naturales y valores de presión Anular y enviar esta información a los equipos de superficie en Tiempo Real a través del fluido de perforación por telemetría o por ondas electromagnéticas. Además, para el montaje del BHA, utilizamos otras herramientas convencionales como Stabilizer para darle mayor estabilización al pozo, Drill collars y HWDP para darle suficiente peso al BHA y Pony Monel entre herramientas electrónicas y Drill collars para evitar el magnetismo en el BHA. Las diferentes configuraciones de estabilizadores en el BHA nos ayudan a encontrar la mejor manera de perforar diferentes tipos de pozos direccionales como: pozos verticales, pozos tipo J, pozos tipo S y pozos tipo S modificados.

2.6.4 MARTILLOS DE PERFORACIÓN (DRILLING JARS)

Herramienta de fondo que permite almacenar energía potencial y convertirla en energía cinética. El martillo se ubica dentro del ensamblaje de fondo para que en caso de un evento de pega de tubería tengamos una contingencia que nos dé la posibilidad de martillar y liberar la sarta.

Martillos Mecánicos: Usa un pestillo/seguro mecánico o resorte a un valor establecido.

Martillos Hidráulicos: Usa un mecanismo de retención que permite estirar o comprimir la tubería de perforación al restringir el movimiento de un pistón momentáneamente antes de liberarlo.

Martillos Hidromecánicos: Se operan hidráulicamente, pero tienen un pestillo/seguro mecánico para mitigar los disparos prematuros. Disparan hacia arriba hidráulicamente y disparan hacia abajo de manera mecánica.

IMPACTO: Máximo o punto pico de fuerza visualizado en el punto de pega, recomendado para pega mecánica.

IMPULSO: Fuerza sobre un periodo de tiempo visualizado al punto de pega, recomendado para pega diferencial.

HAMMER MASS: Es toda la masa de la tubería pesada (entre DC y HWDP) que está por encima del martillo, el cual, una vez que el martillo se active, generará el golpe necesario para poder martillar. En la etapa de planeamiento se dispondrá de un menor o mayor peso al hammer mass dependiendo de si es más propenso de enfrentarnos a una pega mecánica o diferencial.

PUNTO NEUTRO: Es la zona de transición. Todo lo que se encuentra por debajo del punto neutro se encuentra en compresión y todo lo que se encuentra por encima del punto neutro se encuentra en tensión.

2.7 PEGA DE TUBERIA

Una sarta se considera “atrapada” al suspender las operaciones de perforación debido a la imposibilidad de sacar la tubería del pozo. Cuando ocurre, hay la posibilidad de que tenga movimiento por debajo del punto de atrapamiento incluido circulación y rotación, así como cuando se presenta los ojos de llave, pero si no la podemos mover, estamos pegados.

Históricamente, este evento se identificó como pega **mecánica o diferencial**. En la actualidad se identifica dos categorías de pega mecánica: El primero por empacamiento y puenteo, y el segundo relacionado con la geometría del pozo.

Estas tres categorías a menudo se refieren a los mecanismos de pega de tuberías. El mecanismo de pega en general, se define como las fuerzas que actúan en a la profundidad del atrapamiento y que evitan que la tubería se pueda sacar de él. (Sifferman T. R., Nov 1974)

Consideraciones en una pega de tubería:

- La inclinación del pozo debe ser cuidadosamente considerada durante la fase de diseño. Por lo que, no es aconsejable construir el pozo con ángulo en lutitas problemáticas, si nos preocupamos por las pegaduras por presión diferencial, debemos evitar construir ángulos en arenas problemáticas.

- Si se incrementa el ángulo de inclinación con altas tasas de construcción además de la tortuosidad del hoyo, será más difícil poder liberar la sarta después del evento de pega.
- Los arrastres que se presentan en el agujero, reducen la capacidad del libre movimiento de la sarta, bajo cualquier escenario de pega.
- Los puntos de asentamiento de tubería de revestimiento pueden ser afectados por el peso del lodo, que debe ser incrementado al incrementar el ángulo de inclinación.

2.7.1 PEGA POR EMPACAMIENTO Y PUENTE

Este tipo de pega ocurre cuando existe en el pozo basura que se acuña entre las paredes del pozo y las paredes de la tubería. La basura suele ser recortes, derrumbes o chatarra. Los pedazos más grandes pueden atrapar más fácilmente la tubería aun cuando exista circulación. El empacamiento se refiere a la acumulación de los recortes y derrumbes en el espacio anular de tal manera que llegan a obstruir la circulación y atrapar la sarta.

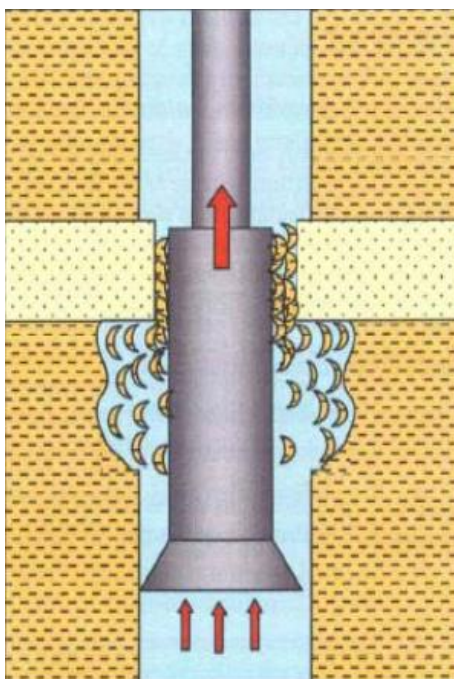
Este tipo de mecanismo es el más frecuente en la perforación. Tiene mayor probabilidad de ocurrir al sacar la tubería de perforación fuera del pozo, también se puede presentar al suspender el bombeo y dejar la sarta estática. Ocasionalmente ocurre al introducir tubería.

Los problemas de **empacamiento** generalmente ocurren cuando se está extrayendo la sarta de perforación hacia la superficie. Este riesgo es más alto cuando se atraviesa una secuencia de capas de lutita y arena alternadas. Los drill collar de perforación tienden a atascarse cuando entran en contacto con un cambio en el diámetro menor del pozo. Los derrumbes tienden a quedarse en las secciones más largas del pozo y son arrastrados hacia los puntos de diámetro más estrecho por el drill collar, lo que provoca el empacamiento.

A medida que el pozo comienza a llenarse de material, la presión de la bomba aumenta y la sarta de perforación es forzada a empacarse. Esto detiene el proceso de elevación de la sarta de perforación. Si el perforador solo presta atención al indicador de peso, es posible que no note un aumento sustancial en la tensión al levantar e incluso podría disminuir debido al efecto tipo pistón.

El empacamiento es el más serio de los mecanismos de pega. De manera general, las posibilidades de liberar la tubería de un empacamiento son menores que las relacionadas a una presión diferencial o por causa de la geometría del pozo. Por lo tanto, se pierden más herramientas y se realizan más desvíos de pozo por esta problemática. La causa primordial está relacionada con la **inestabilidad de las paredes** y la **limpieza inadecuada** del hoyo. (Sifferman T.R, 1990) y (Becker T.E, 1990)

Figura 14. Pega Mecánica por empacamiento

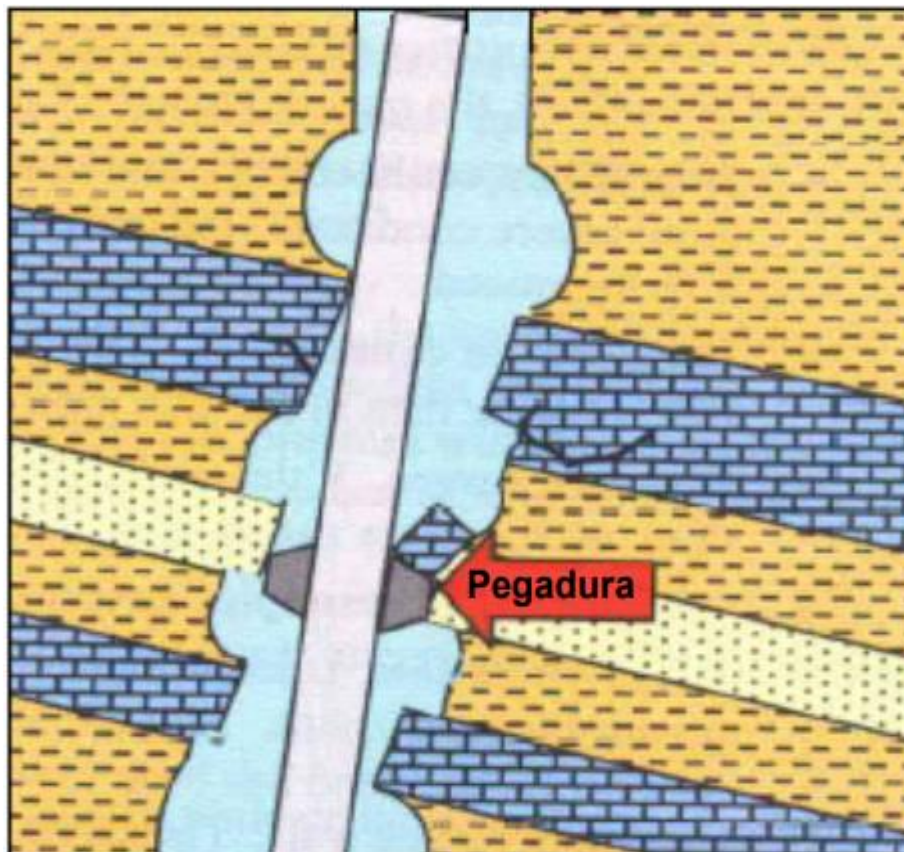


Fuente: Drilbert Engineering Inc.,2001

En formaciones geológicas que están naturalmente fracturadas o tienen fallas, es común encontrar grandes cantidades de material suelto que pueden caer libremente en el pozo. Esto puede causar problemas de obstrucción y bloqueo si una gran cantidad de escombros cae de manera repentina. Las formaciones que son frágiles, como la caliza, tienden a fracturarse con mayor facilidad que las arcillas. Además, estas formaciones pueden contener fracturas si han estado sometidas a fuerzas tectónicas, como fallas geológicas, domos de sal o se encuentran en áreas montañosas.

Los estratos geológicos que consisten en capas alternas de rocas duras y blandas, como las sales, también pueden romperse y caer hacia el pozo. Este problema puede agravarse cuando se somete a la sarta de perforación a condiciones severas y vibraciones durante la operación de perforación. (Sifferman T. R., Nov 1974)

Figura 15. *Puenteo contra la sarta de perforación provocado por estratos rotos o pedazos de roca que caen en el pozo*



Fuente: Drilbert Engineering Inc, 2001

2.7.1.1 INESTABILIDAD DE LAS PAREDES DEL AGUJERO

Este tipo de problema es el más grave cuando se trata de la obstrucción de la tubería. El término "inestabilidad del agujero" se refiere al colapso o derrumbe del pozo, lo que puede resultar en la pérdida de herramientas y la necesidad de realizar una desviación del pozo como un sidetrack. Como su nombre sugiere, la inestabilidad del pozo se refiere a una situación en la que el pozo tiene tendencia a colapsar o derrumbarse. Las formaciones que son propensas a la

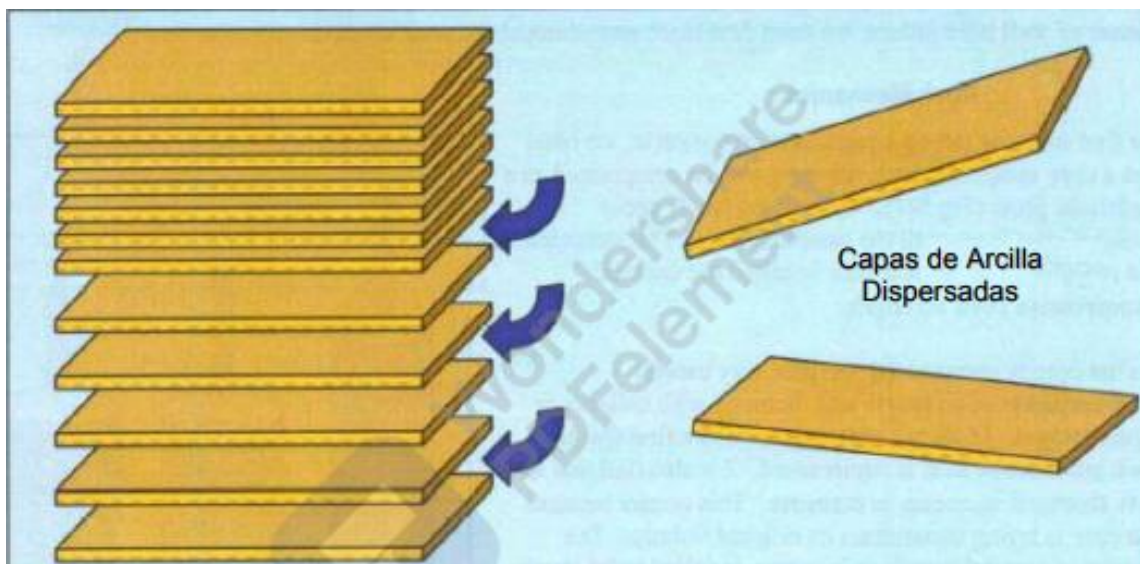
inestabilidad son aquellas que no están bien consolidadas, formaciones fracturadas o lutitas que están sujetas a tensiones químicas o mecánicas. Estas condiciones pueden provocar el colapso del pozo y, como consecuencia, ocasionar obstrucciones en la tubería de perforación.

a) ESTABILIDAD DE LUTITAS

Los problemas de inestabilidad se presentan mayormente en las formaciones de lutita, debido a que es una de las formaciones geológicas más comunes y, al mismo tiempo, una de las más frágiles. La lutita es, de hecho, la roca sedimentaria más porosa que existe. A pesar de esto, suele ser la menos permeable debido a que está compuesta por diminutos granos cuyas conexiones entre los espacios porosos se vuelven tan estrechas después de la compactación que rara vez permite el flujo de agua a través de ellos. Con el tiempo, la lutita se compacta al punto de volverse impermeable, ya que en algunos casos el agua atrapada en sus poros ya no puede escapar. La lutita que se encuentra cerca de la superficie suele ser suave y maleable, mientras que la lutita más antigua y profunda tiende a ser más dura y quebradiza.

La composición de la lutita consiste en láminas microscópicas de arcilla que se superponen formando una estructura similar a una baraja de cartas.

Figura 16. *Lutitas conformadas por láminas microscópicas de arcilla*



Fuente: Drilbert Engineering Inc 2001

b) GRUPOS DE MINERALES DE LAS ARCILLAS

Las Smectitas son un tipo de arcillas que tienden a expandirse cuando se encuentran en contacto con el agua. La adherencia entre estas láminas cristalinas es más débil en comparación con otros tipos de arcillas. La penetración del agua es más fácil entre estas láminas y, a medida que las capas de arcilla se separan y se expanden, se dice que la arcilla sufre hinchamiento. En algunos casos, las capas individuales de arcilla hidratada pueden expandirse tanto que no se mantienen unidas entre sí. A este nivel de expansión se le llama "dispersión".

La Montmorillonita Sódica es el tipo más común y problemático dentro del grupo de las Smectitas y a su vez es más conocida como bentonita. Puede hincharse hasta 20 veces su tamaño original antes de dispersarse por completo. La bentonita y otras arcillas Smectitas se encuentran con frecuencia en formaciones geológicas superficiales que contienen depósitos de arcilla jóvenes y recientes.

Las Illitas, su estructura es similar a la montmorillonita, pero no muestran la capacidad de expandirse. Esto nos dice que el agua no puede penetrar entre las capas individuales de arcilla. También debemos mencionar que La montmorillonita puede transformarse químicamente y físicamente en Illita a través de un proceso llamado diagénesis, que ocurre debido a cambios en la presión y la temperatura debido a la sobrecarga.

Las Kaolinitas y Cloritas, en cambio, no experimentan una expansión significativa cuando se encuentran en presencia de agua. La expansión de la Clorita es mayor que la Kaolinita o la Illita, pero es menor en comparación con las Smectitas. (Becker, August 1985)

¿Cuándo esperar problemas de inestabilidad de las lutitas?

Cuando nos encontramos con una formación de lutita expuesta, es fundamental prever problemas de inestabilidad. Incluso si la lutita parece estable al principio de la perforación, con el tiempo se debilitará debido a la invasión de filtrado del fluido de perforación. A medida que este fluido penetra en la formación de lutita, se reduce el esfuerzo radial beneficioso y se incrementa el esfuerzo tangencial perjudicial. Esta disminución en la resistencia de la roca y el aumento en

el esfuerzo tangencial conducirán inevitablemente al colapso de la lutita. Algunos otros factores por lo que la lutita se vuelve problemático es cuando:

- Cuando el pozo no se perfora de manera perpendicular a los estratos sedimentarios.
- En presencia de una marcada diferencia en las tensiones, como ocurre en el caso de una falla inversa a diferencia de una falla normal.
- Cuando la lutita presenta un alto contenido de bentonita, es relativamente joven y tiene una resistencia reducida.
- Si la infiltración de fluido de perforación es significativa debido a una alta permeabilidad, la presencia de fracturas y capas intercaladas de arena y lutita.
- Cuando se reduce el peso del lodo de perforación, lo que provoca una rápida disminución del esfuerzo radial a medida que los poros se llenan con el fluido de perforación que ha penetrado previamente.
- Si la temperatura aumenta durante la operación.
- Cuando el agujero permanece abierto y sin revestir durante largos períodos.
- En situaciones de vibraciones prolongadas de la sarta de perforación. La intensidad de las vibraciones se incrementa a medida que se aumenta la relación entre el diámetro del agujero y el diámetro de la tubería, además cuando se incrementa las vueltas de la sarta.
- Cuando se realizan viajes frecuentes de la sarta de perforación, especialmente en condiciones de alto flujo de lodo y suavizado, o cuando la severidad de la formación es alta.
- Cuando la geometría del agujero deja de ser circular. (Sifferman T.R, 1990) y (Becker T.E, 1990)

c) FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO

i. PESO DE LODO

Incluso cuando se utiliza la técnica de la ventana operativa de densidades, el peso del lodo solo se puede optimizar para una profundidad específica. El peso del lodo que es óptimo

para una cierta profundidad puede ser excesivamente alto para secciones del pozo más superficiales o demasiado bajo para profundidades mayores. Esto significa que podemos ajustar el peso del lodo de manera óptima para una pequeña porción del agujero expuesto. La práctica recomendada implica que a la profundidad perforada se optimice la densidad del lodo y luego aumentarlo según sea necesario, pero nunca reducirlo. (Okrjni S. S., 1990)

Un análisis bastante importante, es el que se realiza para optimizar el peso de lodo, elaborando la "Ventana de peso de lodo permitido" en la sección del agujero expuesto. En esta ventana, existe un peso de lodo mínimo aceptable que asegura la retención de los fluidos de formación y evita el colapso del agujero en la parte inferior de la ventana (presión de poro), así como un peso de lodo máximo aceptable que previene la pérdida de circulación en la parte superior de la ventana (Presión de fractura).

Presión de Fractura: Es la presión máxima que puede resistir la formación antes de abrirse o romperse en un punto específico del agujero. En otras palabras, es la capacidad de las rocas y estratos geológicos en el pozo para resistir la presión ejercida por el fluido de perforación, junto con cualquier presión adicional que se pueda aplicar desde la superficie, ya sea de manera deliberada o accidental. Cuando la presión en el pozo supera la resistencia a la fractura de la formación, esto puede provocar la apertura de la formación y la pérdida del fluido de perforación. Para que esto ocurra, la presión ejercida sobre la formación debe ser mayor que la fuerza efectiva que la formación puede soportar, es decir, debe superar la suma de la presión de poro de la formación y la componente horizontal de la presión de sobrecarga. Al conocer la resistencia a la fractura de la formación, se pueden lograr ventajas como:

- Identificar los puntos óptimos para colocar revestimientos en el pozo.
- Minimizar las pérdidas de fluido de circulación.
- Determinar los parámetros necesarios para el bombeo y la cementación con precisión.

Presión de Poro: También llamada presión de formación, se refiere a la presión a la que están sometidos los fluidos contenidos en un espacio poroso. La presión del poro representa uno de los factores cruciales en la planificación de operaciones de perforación y en el análisis geomecánico y geológico.

El gradiente de presión del poro es definido como la relación entre la presión del poro y la profundidad real. Estos gradientes de presión del poro se emplean en la ingeniería de perforación para calcular el peso del lodo con facilidad, así como en la modelización de cuencas para estimar las variables asociadas. La presión del poro se ubica en un rango comprendido entre la presión hidrostática y la presión de sobrepresión. (Okrojni, 1990) (Slavomir, 1990) y (Azar, 1990).

ii. RESISTENCIA DE LA ROCA

La capacidad de una roca para resistir fuerzas depende principalmente de dos factores: la cementación que mantiene unidos los granos individuales y la fricción entre estos granos. Además, la resistencia a la compresión y la elasticidad de los granos individuales también juegan un papel en la resistencia general de la roca.

Cuando hay pocos puntos de contacto entre los granos, la presión o el esfuerzo en esos puntos específicos aumenta significativamente. En consecuencia, la resistencia de la roca aumenta a medida que se incrementa el número de puntos de contacto en la matriz de la roca. (Sifferman T. R., Nov 1974)

iii. FLUCTUACIONES DE TEMPERATURA

Cuando se circula el lodo a lo largo del hoyo, se provoca cambios en la temperatura en las formaciones expuestas. El lodo frío enfría la parte inferior de la formación, mientras que el lodo caliente que regresa desde las profundidades calienta las formaciones superiores. Estos cambios de temperatura pueden tener efectos perjudiciales en la estabilidad del pozo. Un aumento de la temperatura puede afectar la estabilidad de varias formas. Puede aumentar la

fuerza tangencial en las paredes del hoyo, lo que reduce la fuerza radial generada por la presión del mismo lodo, debilitando a la roca.

Además, un aumento en la presión del poro hace que los granos individuales en la matriz de la roca se separen, lo que disminuye la fuerza de fricción entre ellos y, en consecuencia, la resistencia de la roca se reduce. El aumento del volumen del fluido en los poros también puede lubricar y romper la cementación.

La roca matriz se expande ligeramente debido al aumento de la temperatura, pero algunos minerales de la formación pueden expandirse más que otros, lo que provoca cambios y roturas en los límites de la cementación. Por otro lado, una disminución en la temperatura tiene el efecto contrario.

Si la presión diferencial en las paredes del agujero aumenta demasiado debido a estos cambios, puede provocar la pérdida de circulación en algunos casos.

iv. **ANISOTROPÍA DE ESFUERZO Y RESISTENCIA**

La anisotropía de esfuerzos se refiere a la variación en la resistencia de los esfuerzos horizontales. Para asegurar la máxima estabilidad del agujero, es esencial reducir al mínimo esta diferencia de los esfuerzos en la dirección y la inclinación de la trayectoria del pozo.

v. **ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL POZO**

La orientación e inclinación que alcanza el pozo, afecta en la estabilidad del mismo si es que se alcanzan doglegs elevados que a su vez aumenten la tortuosidad del pozo, más aún si la construcción o el tumbado del ángulo, se encuentran en zonas de arenas blandas, lutitas reactivas ó fracturadas que induzcan a la inestabilidad del hoyo.

vi. **INVASION POR FILTRADO**

La invasión por filtrado es la principal causa de inestabilidad en el agujero. Esta invasión debilita la roca y perturba la distribución de las fuerzas internas en la misma. Varios mecanismos están involucrados en este proceso. La disminución de la presión radial debido a la invasión por filtrado del fluido de perforación reduce la resistencia aparente de la roca y aumenta las tensiones

tangenciales. A medida que el fluido penetra en los poros, la presión del poro aumenta, lo que a su vez disminuye el esfuerzo efectivo en la roca (el esfuerzo total es igual a la presión del poro más el esfuerzo efectivo). El fluido también interrumpe el contacto entre los granos de la roca, lo que reduce la cementación y la fricción entre ellos. Además, el fluido actúa como lubricante, lo que reduce la fricción interna. Además, el filtrado interactúa química y mecánicamente con la arcilla presente en la lutita, causando hinchamiento y dispersión. La absorción de agua por parte de la arcilla genera esfuerzos de hidratación, lo que aumenta las tensiones tangenciales y debilita los planos estratigráficos.

Conforme el fluido de perforación penetra en los poros, algunas arcillas se hinchan como mecanismos distintos (hinchamiento cristalino e hinchamiento osmótico). Esto aumenta la permeabilidad de la lutita, acelerando la tasa de invasión de los fluidos. Cuanto es el hinchamiento y cuanto es la dispersión va a depender de la mineralogía de la arcilla, pero es importante destacar que el hinchamiento cristalino ocurre en todo tipo de arcilla. Incluso en arcillas que no son propensas al hinchamiento, como la illita, el hinchamiento cristalino causa esfuerzos de hidratación y reduce la resistencia de la roca. Cuando pasa el tiempo, las lutitas se debilitan debido a la exposición al agua, resultado de la invasión por filtrado del fluido de perforación y el efecto del hinchamiento cristalino.

vii. **VIBRACION DE LA SARTA DE PERFORACION**

La vibración de la sarta de perforación desempeña un papel más significativo en la inestabilidad del pozo de lo que comúnmente se reconoce. Cuando hay vibración en la sarta, todos los esfuerzos que actúan en sentido radial, axial y tangencial experimentan fluctuaciones. Estas variaciones generan esfuerzos de fatiga y, en el peor de los casos, pueden superar la resistencia de la roca en un ciclo de vibración. Ahora, examinemos los tipos de vibración de la sarta y cómo afectan la estabilidad del pozo.

Otro factor que introduce vibraciones axiales y torsionales en la sarta es la broca de perforación. Las brocas tricónicas con dientes largos tienden a generar más vibraciones en la

sarta en comparación con las brocas PDC que tienen dientes más cortos. Estas vibraciones se intensifican a medida que se aumenta el peso sobre la broca (WOB) y las revoluciones por minuto (RPM). Para contrarrestar estas vibraciones, se utiliza el drill collars, que consiste en agregar peso adicional sobre la broca. Cuanto más pesado sea el conjunto de herramientas de perforación (BHA), más se pueden compensar las vibraciones generadas.

viii. **GEOMETRIA DEL AGUJERO**

La geometría del agujero tiene una influencia directa en la estabilidad del mismo. Las considerables fuerzas laterales generadas por la tubería al pasar a través de curvas pronunciadas imponen cargas significativas en el pozo. Los estrechamientos y ampliaciones en la forma del agujero provocan modificaciones en la distribución de las tensiones. Cuando el pozo se ensancha, el efecto causado por la vibración se incrementa. (Sifferman T.R, 1990) y (Becker T.E, 1990).

d) MEDIDAS PREVENTIVAS A PROBLEMAS DE INESTABILIDAD EN LAS PAREDES DEL AGUJERO

Para prevenir los problemas asociados con la inestabilidad, es esencial reducir las condiciones que la desencadenan, como la resistencia natural de la roca y las características de los esfuerzos en el subsuelo, son propiedades inherentes que están fuera de nuestro control para modificar. Sin embargo, podemos influir y ajustar factores como las propiedades del fluido de perforación, la trayectoria planificada del pozo, el diseño de la sarta de perforación, la programación de los viajes de limpieza y los parámetros específicos de perforación. Estos elementos desempeñan un papel crucial en la gestión y reducción de los riesgos relacionados con la inestabilidad durante la perforación de pozos. (Becker, August 1985)

• TRAYECTORIA

Nuestra primera oportunidad para evitar problemas radica en la elección de la trayectoria adecuada. Idealmente, la dirección del pozo debe ser diseñada de manera que penetre la lutita de forma perpendicular a los planos sedimentarios. Esto es particularmente importante cuando

la lutita es más resistente en comparación con los planos sedimentarios. Es crucial determinar el régimen de esfuerzos y ajustar la dirección del pozo de manera que se minimice la anisotropía de esfuerzos calculada. En este proceso, debemos sopesar los riesgos asociados con la presencia de planos sedimentarios débiles frente al riesgo de encontrarnos con un régimen de esfuerzos tectónicos. Es importante tener en cuenta que es más probable que surjan problemas en situaciones con regímenes de falla inversa.

- **PROPIEDADES DEL LODO**

Las características del lodo juegan un papel fundamental en la prevención de problemas de estabilidad durante la perforación. Entre todas estas propiedades, el peso del lodo es de vital importancia, ya que proporciona el esfuerzo radial necesario para contrarrestar el esfuerzo tangencial. Mantener una relación adecuada entre estos dos esfuerzos es esencial para evitar la falla. Un enfoque principal para lograr esto es el método de línea media propuesto por Aadnoy. Este método sugiere que el peso del lodo debe estar en un punto intermedio entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro. Una vez que se ha incrementado el peso del lodo para perforar las lutitas, no se debe reducir, ya que esto podría desencadenar una falla en el pozo.

El ajuste del peso del lodo debe realizarse gradualmente para evitar el colapso del pozo, especialmente cuando se aumenta el ángulo de inclinación del pozo. Sin embargo, se debe evitar utilizar una densidad excesiva de lodo, ya que esto puede tener efectos negativos.

Otra propiedad relevante es la inhibición, que es más efectiva en lodos a base de aceite debido a su falta de polaridad. La fase acuosa del lodo a base de aceite debe tener la salinidad adecuada para controlar el hinchamiento. Por otro lado, los lodos a base de agua tienden a provocar el hinchamiento en las lutitas, pero se pueden utilizar aditivos como el glicol y sales potásicas para reducir esta tendencia. Es importante destacar que, a pesar de haber elegido un tipo de lodo en la fase de planificación, las observaciones en el campo pueden requerir un enfoque diferente.

El control del filtrado es otra propiedad relevante y beneficioso para prevenir problemas. Aunque los métodos de control de filtrado son efectivos para las arenas, no son igual de efectivos para las lutitas, ya que estas últimas no forman costras dinámicas. Sin embargo, existen técnicas específicas para controlar el filtrado en las lutitas, como aumentar la viscosidad del filtrado, reducir la permeabilidad de las lutitas o crear una membrana semi-permeable que equilibre la presión osmótica con la presión diferencial.

Es importante minimizar los períodos en los que el agujero del pozo queda expuesto, ya que todas las lutitas eventualmente absorben agua y se vuelven inestables con el tiempo. Además, es fundamental evitar cambios bruscos en las presiones de surgencia y suaveo, ya que esto puede tener un impacto significativo en los esfuerzos radiales. Para lograrlo, se debe mantener una viscosidad plástica del lodo baja a través del control de sólidos adecuado. (Bill Garret, August 1976)

- **DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN**

Es de suma importancia prestar una atención meticulosa al diseño de la sarta de perforación y a los parámetros utilizados durante el proceso de perforación para evitar problemas de inestabilidad. La minimización de las vibraciones de la sarta es esencial para mantener la estabilidad del pozo. Es crucial evitar altas velocidades de rotación en combinación con diámetros de tubería pequeños, ya que esto puede generar vibraciones significativas.

Para contrarrestar las vibraciones, se pueden emplear BHA (Assembly de Fondo de Pozo) largos y pesados, ya que tienen una mayor capacidad para resistir las vibraciones. Sin embargo, al perforar con ángulos de inclinación pronunciados, se debe tener en cuenta que esto ejerce una presión adicional sobre las paredes del pozo, lo que puede resultar en aumentos significativos en las presiones de surgencia y suaveo. Por lo tanto, la elección de los tamaños del BHA debe ser realizada con cuidado y consideración para mantener la estabilidad del proceso de perforación.

- **VIAJES DE LIMPIEZA**

Es fundamental planificar los viajes de limpieza de manera regular, pero únicamente deben llevarse a cabo cuando son necesarios. Es esencial llevar a cabo limpiezas frecuentes en las arcillas que son propensas al hinchamiento, pero se debe evitar realizar viajes de limpieza a través de las lutitas frágiles. Ciertos factores inevitables, como las cargas laterales, las presiones de surgencia y suaveo, y las variaciones de temperatura, pueden dañar la lutita, pero no pueden ser completamente evitados.

En consecuencia, es necesario realizar viajes de limpieza en momentos específicos para limpiar el agujero, tratar con las lutitas problemáticas o abordar secciones del pozo que presenten desafíos particulares. Durante la etapa de planificación, se debe analizar minuciosamente qué secciones requerirán estos viajes de limpieza y acondicionamiento. El personal del equipo de perforación debe estar atento a las tendencias y sugerir viajes de limpieza cuando sea necesario.

Es durante la planificación de pozos direccionales cuando se tienen la responsabilidad de garantizar que todo el personal del equipo de perforación comprenda las necesidades y los riesgos asociados con la realización de viajes de limpieza, especialmente cuando se están perforando zonas con lutitas problemáticas. Es esencial diseñar un modelo de BHA que abarque toda la litología del pozo y llevar a cabo un seguimiento continuo para anticipar y abordar posibles problemas en las áreas críticas. (Sifferman T. R., Nov 1974)

- e) **SEÑALES DE ALERTA POR PROBLEMAS DE INESTABILIDAD**

Los incidentes de tubería quedando atrapada debido a problemas de inestabilidad en el agujero son motivo de gran preocupación. En ocasiones, el colapso del agujero puede ocurrir sin previo aviso, lo que aumenta significativamente el riesgo de perder tanto el pozo como la sarta de perforación en ese momento crítico.

- o **LA LUTITA MECÁNICAMENTE ESTRESADA**

Generalmente, las fallas en las paredes del agujero ocurren cuando se supera un nivel excesivo de esfuerzo de corte. En el caso de rocas frágiles, esta superación de la resistencia de

corte puede provocar una falla inmediata y el colapso de la roca en el pozo. En la mayoría de las rocas más plásticas, el colapso del pozo puede ocurrir gradualmente en el mismo período de tiempo. Es esencial que el personal de perforación esté vigilante y alerta a todas las señales de advertencia para poder reaccionar de manera rápida y prevenir la pérdida del pozo.

Algunas señales de alerta que más se presentan:

i. En superficie

- Este fenómeno se manifiesta cuando se encuentran fragmentos de derrumbe en las zarandas durante el proceso de perforación.
- Si estos fragmentos de derrumbe muestran superficies curvadas, indica que la causa de la falla fue un exceso de esfuerzo de corte.
- Por otro lado, si los fragmentos tienen formas angulares o parecen bloques, la falla se originó a lo largo de los planos sedimentarios.
- En formaciones poco consolidadas, los derrumbes pueden presentarse como cortes y, aunque pueden tener una apariencia redondeada, son resistentes a la rotura. Sin embargo, existe la posibilidad de que se rompan durante su ascenso hacia la superficie a través del proceso de circulación.

ii. En conexiones

- Cuando el derrumbe se posiciona alrededor del BHA mientras las bombas estaban apagadas se tiene que ejercer una fuerza de levante de tubería excesiva para realizar las conexiones. Principalmente si los pedazos de derrumbe son muy grandes o voluminosos.

iii. Durante los viajes

- Durante la operación de viaje, el proceso de suaveo se traduce en una disminución de la presión en el pozo, lo que conlleva a un aumento de los esfuerzos tangenciales y una reducción de los esfuerzos radiales. Esto resulta en una presencia excesiva de fuerzas de corte en las paredes del pozo y una disminución de la estabilidad.

- La aparición de arrastre errático excesivo.
- Situaciones en las que se lleva a cabo la operación de rimado, lo que puede resultar en torques irregulares, arrastres inconstantes y cambios en las tendencias de presión.

iv. Al perforar

- Se observa un aumento irregular en el torque y el arrastre.
- Se produce un aumento seguido de una disminución en la velocidad de penetración. Esto se debe a que la tasa de penetración aumenta cuando la resistencia aparente de la roca disminuye a medida que la presión de formación se acerca o supera la presión en el pozo. Sin embargo, el incremento de la presión causada por las cargas de derrumbe aumenta la resistencia aparente de la roca, lo que ralentiza la velocidad de penetración.
- Se produce pérdida de lodo, lo que significa que el lodo es bombeado hacia la formación en lugar de mantenerse en el pozo. (Becker T.E, 1990) (Thomas.E, 1985) (Azar, 1990)

2.7.1.2 LIMPIEZA INADECUADA DEL HOYO

La falta de una limpieza adecuada del agujero es en gran parte responsable de los atascos de tubería. Algunos argumentan que es la principal causa de atascos de tubería en todo el mundo, especialmente en pozos con ángulos de perforación muy pronunciados. Incluso si una limpieza inadecuada del agujero no provoca un atrapamiento, los sedimentos que se acumulan deben ser eliminados del pozo.

Cuando los recortes generados por la broca no son evacuados eficazmente del espacio anular y retirados posteriormente del pozo, corremos el riesgo de tener atascos. Estos recortes pueden desplazarse en el pozo justo debajo del collar de perforación mientras se perfora, pero se depositarán alrededor de la broca y los collares de perforación cuando las bombas se detengan durante una conexión. También pueden adherirse a las paredes del pozo o a la tubería, lo que puede provocar un bloqueo justo cuando se está retirando la sarta de perforación del pozo. (Sifferman T. R., Nov 1974)

Los factores que afectan la limpieza del agujero son:

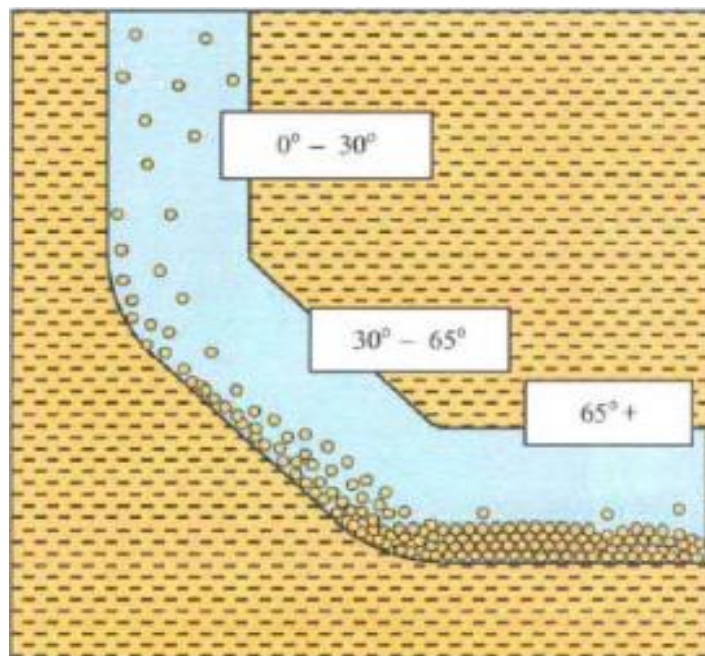
- a. El ángulo de inclinación
- b. Las propiedades del lodo y régimen de flujo
- c. La velocidad de Flujo
- d. El tiempo
- e. El Caudal
- f. Las capas (acumulación) de recortes
- g. La rotación y excentricidad de la tubería

a. ANGULO DE INCLINACIÓN

En un pozo direccional, podemos identificar tres zonas de inclinación diferentes:

- Desde el inicio hasta aproximadamente 30°.
- De 30° a 65°.
- De 65° a 90°.

Figura 17. Asentamiento de recortes por zonas dependientes de la inclinación



Fuente: Sifferman, T.R., Myers, G.M., Haden, E.L, and Wall, H.A.: "drill-cutting transport in full scale vertical annuli" J. Petrol Tech (nov 1974).

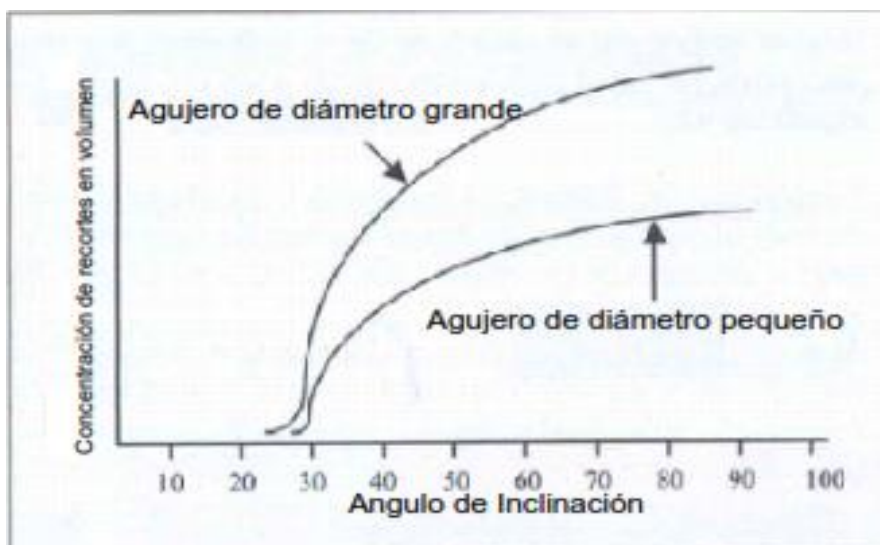
A veces, estas tres zonas se describen como regiones verticales, de transición y horizontales. La forma en que se acumulan los recortes y los mecanismos de limpieza del pozo son notablemente diferentes en cada una de estas zonas. En la sección vertical, cualquier factor que reduzca la velocidad de desplazamiento contribuye a una mejor limpieza del pozo. A medida que el ángulo de inclinación aumenta, la dirección en la que se sedimentan los recortes y flotan se mantiene vertical, pero con un componente axial menor.

El transporte de los recortes experimenta un cambio gradual desde una suspensión uniforme en la sección vertical hacia una disposición heterogénea y estratificada en la sección inclinada. En las secciones de ángulos pronunciados, es común encontrar capas estacionarias de recortes.

En la parte superior de estas capas, ocurre el transporte en forma de suspensión heterogénea. A medida que el pozo comienza a desviarse de la vertical, los recortes tienden a migrar hacia el lado más bajo del pozo. Cuando el ángulo se acerca a los 30 grados, los recortes pasan más tiempo en contacto con las paredes antes de ser arrastrados de nuevo hacia el flujo principal. El problema de la recirculación de los recortes se vuelve más significativo cuando el ángulo supera los 30 grados.

A medida que el ángulo de inclinación aumenta de 30 a 45 grados, la duración en la que los recortes permanecen en contacto con las paredes se incrementa de manera notable. Como se muestra en la figura, la concentración volumétrica de los recortes aumenta rápidamente entre 30 y 45 grados y se mantiene relativamente constante en ángulos más pronunciados. (Yuejin Luo, Feb 1994)

Figura 18. Concentración de recortes aumenta repentinamente después de los 30°



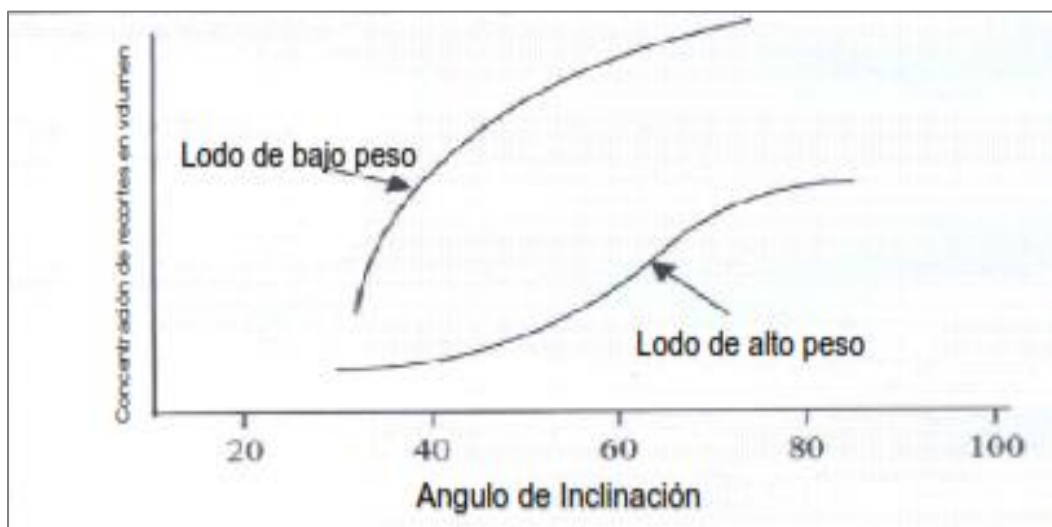
Fuente: Becker, SPE 14711 (Aug 1985)

b. LAS PROPIEDADES DEL LODO Y RÉGIMEN DE FLUJO

De manera similar a lo que ocurre en los pozos verticales, la concentración de recortes disminuye a medida que se incrementa el peso del lodo en los pozos inclinados. Sin embargo, a medida que el ángulo de inclinación aumenta, el efecto de la flotación disminuye en su capacidad para mover los recortes en la dirección axial. El peso del lodo desempeña un papel importante en la limpieza del agujero cuando se trata de ángulos de inclinación significativos. Esto se debe a que el peso del lodo reduce la velocidad del proceso de asentamiento de Boycott y hace que las capas de recortes sean más fluidas y menos compactas.

Los estudios realizados por Becker y Azar de la Universidad de Tulsa arrojaron luz sobre cómo el peso del lodo afecta la formación de capas de recortes. En resumen, encontraron que la concentración de recortes aumentó considerablemente en ángulos de inclinación entre 35° y 45° cuando se usaron lodos de menor peso, pero este aumento no fue tan marcado cuando se emplearon lodos más pesados. (Okrjni S. S., 1990)

Figura 19. Efecto del peso del lodo sobre la altura de la capa de recortes



Fuente: Becker, SPE 14711 (Aug 1985)

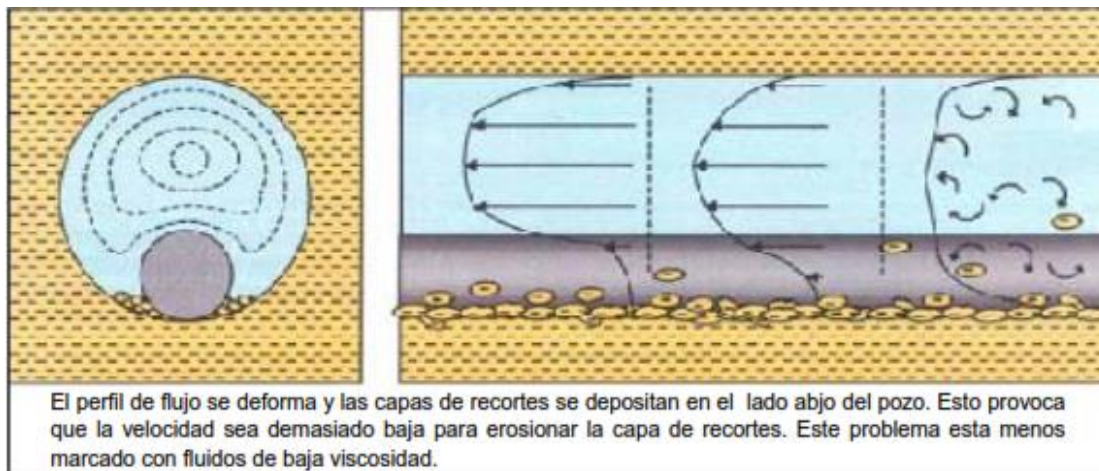
Aquí están los hallazgos clave de los estudios de Becker y Azar de la Universidad de Tulsa:

- La altura de la capa de recortes disminuyó significativamente con pequeños aumentos en el peso del lodo en cualquier ángulo de inclinación.
- Los deslizamientos y avalanchas de las capas de recortes ocurrieron con menos frecuencia cuando se usaron lodos más pesados.
- Las capas de recortes se volvieron más fluidas con lodos más pesados y, por lo tanto, se agitaron y movieron con mayor facilidad.
- Se necesitó menos velocidad para levantar los recortes caídos cuando se utilizó lodo más pesado.

En un pozo vertical, un aumento en el punto de cedencia del lodo mejora la limpieza del agujero. Sin embargo, en un pozo direccional, un aumento en el punto de cedencia tiene un efecto negativo en la limpieza del agujero. Esto se debe a que el lodo más viscoso no puede penetrar la capa de recortes con la misma facilidad que un lodo menos viscoso. Además, la deformación del perfil del flujo laminar es un factor crucial. La tubería de perforación excéntrica

empuja el perfil del flujo hacia afuera de las capas de perforación, lo que resulta en una velocidad muy baja por encima de estas capas.

Figura 20. *Perfiles de velocidad de un pozo horizontal*



Fuente: Sifferman, T.R., Becker, T.E.: "Hole Cleaning in Full-Scale Inclined Well bores" SPE 20422, (Sept 1990).

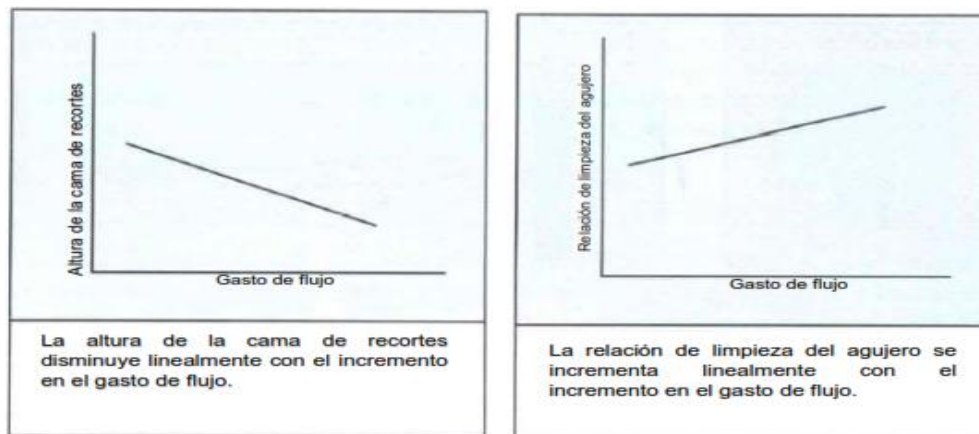
Cuando se utiliza un lodo altamente viscoso, existe la tendencia a desviar el flujo hacia el espacio anular por encima de la tubería de perforación, lo que reduce la velocidad alrededor de las capas de recortes.

En pozos con ángulos pronunciados, es poco común lograr regímenes de flujo turbulento o de flujo tapón, por lo que generalmente nos limitamos al flujo laminar. La figura siguiente ilustra que, en condiciones de flujo laminar, se obtiene una mejor limpieza del agujero con viscosidades moderadas. Para favorecer la limpieza óptima del agujero en condiciones de flujo laminar, se pueden ajustar las velocidades de limpieza tanto al extremo alto como al extremo bajo del espectro. (Becker, August 1985) (Thomas.E, 1985).

Un lodo altamente viscoso ocasiona velocidades más lentas por encima de la capa de recortes en comparación con un lodo de baja viscosidad. No obstante, el lodo de baja viscosidad no es efectivo para transportar los recortes detrás de la tubería excéntrica debido a que la velocidad de deslizamiento es excesivamente alta en las zonas cercanas a la pared. Por otro

lado, un lodo de viscosidad moderada ofrece la mejor combinación, proporcionando una velocidad adecuada detrás de la tubería excéntrica y una baja velocidad de deslizamiento en condiciones de bajo esfuerzo cortante.

Figura 21. El efecto que tiene la velocidad sobre la altura de la cama de recortes.



Fuente: Becker, SPE 14711 (Aug 1985)

Estas conclusiones provienen de diversos estudios sobre la influencia de la viscosidad en pozos direccionales:

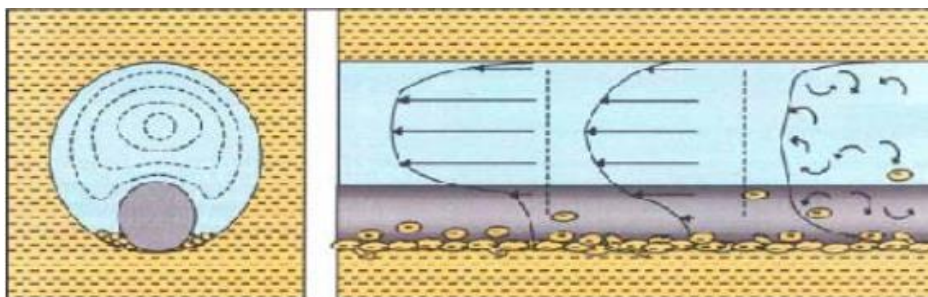
- El agua se comporta de manera óptima en condiciones de flujo turbulento en pozos con inclinaciones superiores a 65°.
- En ausencia de rotación de la tubería, las capas de recortes siempre están presentes en el flujo laminar, sin importar cuán alta sea la velocidad del flujo.
- En el flujo turbulento, no existen capas de recortes.
- Es esencial encontrar un equilibrio entre maximizar la velocidad detrás de la tubería de perforación excéntrica y reducir la velocidad de deslizamiento en situaciones de bajo esfuerzo cortante entre la tubería de perforación y las capas de recortes.
- Un cambio en las propiedades reológicas tiene un impacto menor cuando la tubería está en rotación, ya que esta acción agita las capas de recortes de manera efectiva.
- Se requiere una rotación de la tubería mayor cuando se utiliza lodo altamente viscoso en comparación con lodos de baja viscosidad. (Becker T.E, 1990) y (Sifferman T.R, 1990)

En cuanto al Régimen de Flujo, en pozos verticales, se prefiere generalmente el flujo laminar. En este tipo de flujo, las velocidades de deslizamiento de los recortes son más bajas, lo que permite un mejor control de las propiedades del lodo y de la velocidad del flujo en el espacio anular para lograr una adecuada limpieza del agujero. Sin embargo, cuando se trata de pozos con ángulos pronunciados, la ventaja del flujo laminar se desvanece debido a la formación de capas de recortes. El flujo laminar resulta menos efectivo en la limpieza y eliminación de estas capas en comparación con el flujo turbulento. Además, los fluidos viscosos tienen dificultades para penetrar de manera efectiva las capas de recortes compactadas que se forman en ángulos elevados. Los estudios realizados por Sifferman y Kenny han llegado a las siguientes conclusiones respecto al régimen de flujo en función de los diferentes ángulos de inclinación:

El flujo laminar es deseable en ángulos menores a 45° , ya que en pozos verticales predominan las reducciones en la velocidad de deslizamiento.

El flujo turbulento se prefiere por encima de 55° , debido a la necesidad de penetrar las capas de recortes y maximizar la velocidad cerca de estas capas en pozos con ángulos pronunciados. El perfil de flujo laminar en estos pozos de ángulos altos no proporciona suficiente esfuerzo cortante para agitar las capas de recortes, a menos que el fluido sea lo suficientemente viscoso para generar un flujo tipo tapón. El flujo turbulento resulta mucho más efectivo en la agitación de las capas de recortes en pozos con ángulos superiores a 55° , como se muestra en la figura adjunta. (Sifferman T.R, 1990)

Figura 22. *Perfiles de velocidad de un pozo horizontal*



Fuente: Sifferman, Becker, "Hole Cleaning in Full-Scale Inclined Well bores" (Sept 1990).

En el rango de 45° a 55°, tanto el flujo turbulento como el flujo laminar presentan características similares. Aquí, es necesario encontrar un equilibrio entre limitar la velocidad de asentamiento de los recortes cerca de la pared y maximizar la velocidad cerca de la pared misma.

Los ángulos de inclinación más desafiantes en términos de limpieza se encuentran en el intervalo de 45° a 55°. En esta situación, tanto los recortes como la tubería tienden a desplazarse hacia la parte inferior del pozo. La tubería excéntrica provoca velocidades extremadamente bajas alrededor de los recortes, lo que da como resultado la formación de capas de recortes. (Becker, August 1985)

c. VELOCIDAD DE FLUJO

En general, se considera que la velocidad anular es el factor más influyente en lo que respecta a la limpieza del agujero en un pozo direccional. Sin embargo, el momento transmitido por el lodo a los recortes depende del peso del lodo. Cuando se utiliza un lodo de bajo peso, se necesita una velocidad anular más alta para lograr una limpieza adecuada del agujero. Para comprender realmente la limpieza del agujero en un pozo direccional, es importante distinguir entre la velocidad del flujo y la velocidad anular. La velocidad anular (V_a) se define como la velocidad del flujo dividida por el área de la sección transversal del espacio anular.

Los recortes tienden a asentarse en la parte inferior del pozo y formar capas de recortes a menos que se proporcione una velocidad anular crítica, es decir, una velocidad lo suficientemente alta como para evitar la deposición de recortes. A menudo, es difícil lograr una velocidad anular lo suficientemente alta para prevenir por completo la deposición de recortes debido a restricciones de presión o volumen. Sin embargo, a medida que los recortes se asientan y forman capas, el espacio anular se reduce, lo que resulta en un aumento de la velocidad anular. Eventualmente, la velocidad local alcanza el umbral crítico y se establece un equilibrio entre la deposición y la erosión de las capas.

d. EL TIEMPO

El proceso de transportar los recortes en pozos direccionales requiere más tiempo en comparación con los pozos verticales. A medida que el ángulo de inclinación aumenta, el tiempo efectivo necesario para limpiar el agujero también se incrementa. Para estimar el tiempo requerido para transportar los recortes desde la broca hasta la superficie, se pueden utilizar herramientas de software disponibles que permitan calcular la velocidad de deslizamiento. En caso de que no se cuente con estas capacidades en el equipo, se pueden establecer estimaciones empíricas para evaluar el proceso de limpieza del agujero.

e. EL CAUDAL

Se refiere a la cantidad de lodo que fluye hacia el interior del pozo por minuto, generalmente medida en galones por minuto (GPM). La muestra de lodo de ingreso se obtiene de los tanques de lodo justo antes de que entre en la bomba y sea inyectada en el pozo. También se conoce como lodo de entrada. Este lodo ha pasado por un proceso de tratamiento, tiene el peso adecuado y se encuentra en condiciones óptimas para resistir las presiones, temperaturas y contaminantes presentes en el fondo del pozo. Se utilizan comparaciones entre las propiedades de esta muestra de lodo de ingreso y la muestra de lodo de "salida" que se toma en la superficie antes de eliminar los sólidos del lodo.

f. LAS CAPAS DE RECORTES

Las capas de recortes se desarrollan en momentos en los que la tubería de perforación no gira o gira muy poco, lo cual es típico en la perforación direccional.

Cuando el conjunto de herramientas de perforación en el fondo del pozo atraviesa estas capas de recortes, estas capas se comprimen y forman una especie de "montaña" de recortes que se acumula frente a la broca y los estabilizadores. Cuando la altura de esta capa es relativamente baja, esta "montaña de recortes" alcanza una altura constante y experimenta un tirón constante a medida que el BHA pasa a través de ella. Sin embargo, cuando la capa de

recortes es demasiado espesa, esta "montaña de recortes" se convierte en un bloqueo que repentinamente aumenta los problemas relacionados con la fricción y el taponamiento en el pozo.

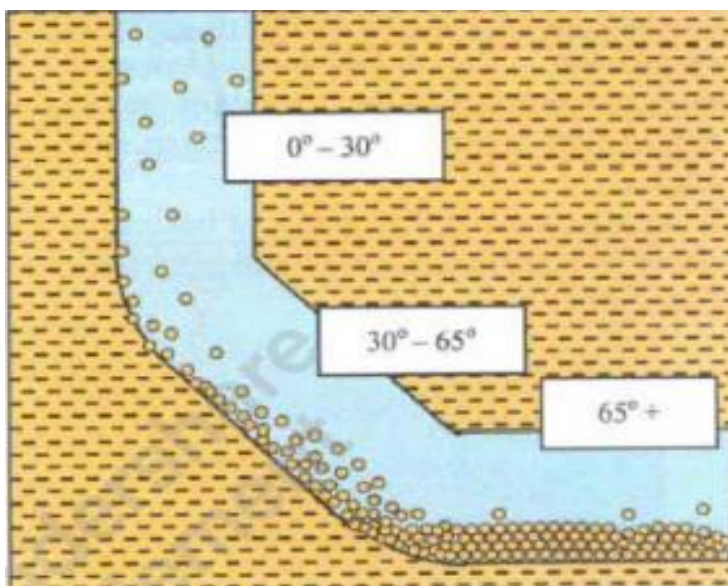
Hay tres diferentes regiones de la formación de capas de recortes:

Cuando se perforan pozos con **ángulos muy bajos**, los recortes tienden a ser redirigidos hacia la parte inferior del pozo. En esta área, la concentración de recortes es alta, pero se mantienen en suspensión de manera irregular y no forman capas.

En pozos con **ángulos medianos**, los recortes comienzan a formar capas en la parte inferior del pozo, pero estas capas son bastante fluidas y se agitan con facilidad. Si la circulación se detiene, estas capas pueden deslizarse hacia abajo y precipitarse si el flujo de lodo es muy bajo.

Por último, en pozos con **ángulos de alta inclinación**, las capas de recortes tienden a compactarse y a mantenerse en su lugar, sin moverse fácilmente. (Sifferman T. R., Nov 1974)

Figura 23. *Tres zonas distintas para las camas de recorte*



Fuente: Sifferman, T.R., Becker, T.E.: "Hole Cleaning in Full-Scale Inclined Well bores" SPE 20422, (Sept 1990).

Existen dos categorías de mecanismos de transporte de recortes: la suspensión y el desplazamiento de capas. En el caso de la suspensión, las capas de recortes se mantienen suspendidas en el flujo a medida que se desplazan a lo largo del pozo. Por otro lado, con el

desplazamiento de capas, los recortes están en contacto con la parte inferior del pozo y se mueven a lo largo de él antes y a una velocidad mucho mayor que el flujo en suspensión. Este último mecanismo es el preferido, pero es difícil de lograr en pozos con ángulos de inclinación pronunciados. (Sifferman T.R, 1990) y (Becker T.E, 1990)

2.7.2 PEGA POR GEOMETRIA DEL AGUJERO

La pega de tubería, debido a la geometría del agujero del pozo se manifiesta cuando surgen inconvenientes entre la configuración del ensamblaje de fondo (BHA) y la estructura interna del hoyo. El BHA se encuentra con dificultades para pasar a través de ciertas secciones del hoyo, y para que esto ocurra, el BHA debe estar en movimiento en la región problemática. En otras palabras, la columna de perforación debe desplazarse hacia arriba o hacia abajo para quedar atrapada en alguna parte del pozo debido a la forma de su geometría.

A pesar de que la mayoría de los atrapamientos de tubería, son el resultado del empacamiento y la presión diferencial, los problemas asociados con la geometría del agujero del pozo que causa estas "pegaduras" continúan siendo una preocupación significativa. En los años cincuenta, se pensaba en gran medida que los ojos de llave eran la principal causa de las obstrucciones de la tubería en todo el mundo. Sin embargo, con la introducción de la perforación direccional, comenzaron a surgir atrapamientos al desplazar en el hoyo un BHA más rígido que el utilizado para crear el ángulo de inclinación. Dado que la perforación direccional implica el uso de motores en el fondo, se incrementó la aparición de obstrucciones en grados microscópicos (como patas de perro). (Bill Garret, August 1976).

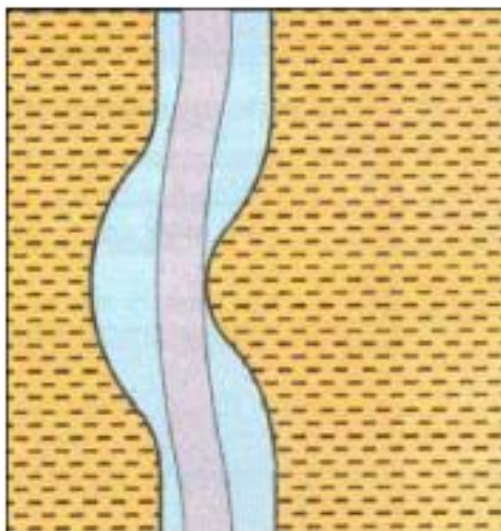
La relación de los acñamientos por la geometría del agujero del pozo se puede dividir en 4 categorías principales:

- A. Severidad (patas de perro).
- B. Cavernas provocadas por los cambios de formaciones duras-suaves intercaladas.
- C. Formaciones plásticas.
- D. Agujero con bajo calibre.

A. SEVERIDAD (Patas de perro)

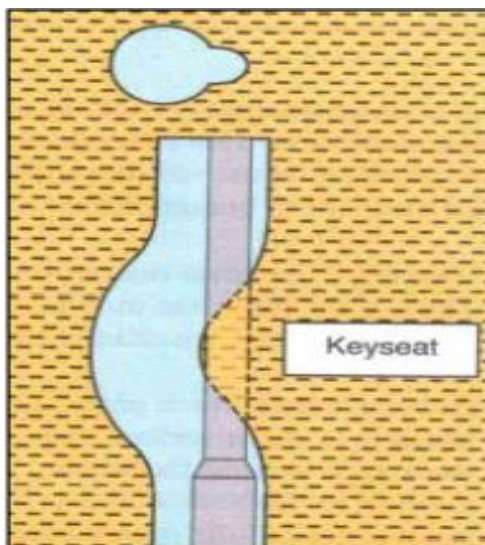
La mayoría de los desafíos asociados con la geometría del agujero del pozo, se relacionan con la inclinación extrema (severidad) o curvas pronunciadas (patas de perro) que conducen a la formación de restricciones (ojos de llave), cavernas, un aumento significativo en los torques y arrastres, una adhesión deficiente del cemento alrededor de la tubería de revestimiento, complicaciones al correr la tubería de revestimiento y al realizar registros, lo que a su vez genera problemas en la sarta de perforación, y fallos en los equipos de producción. Además, estas condiciones aumentan el riesgo de pegadura diferencial y por empacamiento. El desafío más común relacionado con la severidad es la formación de restricciones conocida como **"ojo de llave"**. Este término se utiliza debido a la apariencia que presenta el agujero del pozo si se observa en un corte transversal. Cuando se gira la tubería de perforación contra una inclinación extrema o curvas pronunciadas, se forma una especie de ranura en la roca que es más estrecha que la sección del conjunto de herramientas de fondo (BHA). A medida que se retira la tubería de perforación del agujero, puede pasar a través del "ojo de llave", pero la parte del equipo de fondo comienza a quedarse atrapada en la sección del agujero que tiene un diámetro más pequeño, lo que provoca un atasco. (Amoco, 1996)

Figura 24. Severidad (*Pata de perro*)



Fuente: BP Amoco Training to Prevent Unscheduled Events Course, 1996

Figura 25. Perfil de Ojo de llave

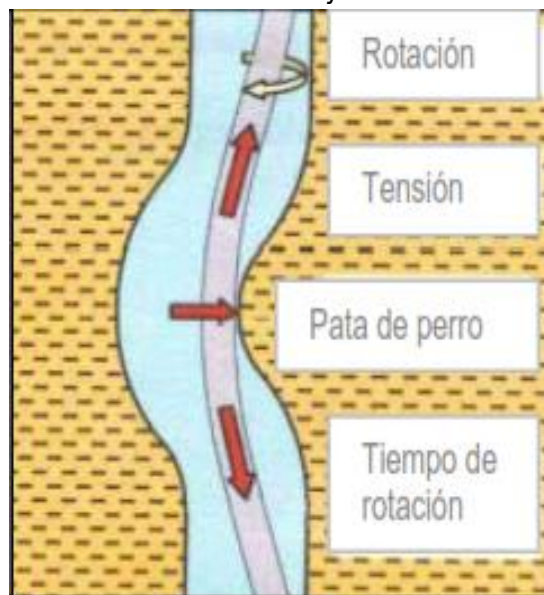


Fuente: BP Amoco Training to Prevent Unscheduled Events Course, 1996

- **Factores que provocan la formación de ojos de llave**

Para evitar el ojo de llave, no se debe rotar la tubería con carga lateral contra la formación donde se encuentra la pata de perro, las cuatro condiciones con las que se generan ojos de llave son:

Figura 26. Factores que afectan la formación de Ojo de llave



- Existencia de pata de perro.
- Carga lateral contra la formación al rotar la tubería. (Tensión en la tubería)
- Rotación de la tubería.
- Rotación constante de la tubería contra la formación.

Fuente: BP Amoco Training to Prevent Unscheduled Events Course, 1996

Para que se forme un "ojo de llave", es necesario que se cumplan estas cuatro condiciones. Si alguna de estas condiciones no está presente, no se podrá generar. El tiempo necesario para la formación de un "ojo de llave" está directamente relacionado con la resistencia de la formación geológica. Incluso en materiales extremadamente duros, es posible que se forme un "ojo de llave" si se dispone de suficiente tiempo y presión lateral. En formaciones más blandas o cuando las otras tres condiciones son más extremas, el proceso de formación requiere menos tiempo.

La presión lateral es un factor crucial en este proceso, ya que, cuanto más presión lateral se aplique desde la tubería hacia la formación, más rápido se creará un "ojo de llave". La cantidad de presión lateral dependerá de cuan mayor será el efecto de la presión lateral. Además, la presión lateral está influenciada por la tensión de la sarta de perforación, lo que explica por qué las patas de perros son más perjudiciales en la parte superior de pozos verticales que en pozos profundos, ya que hay más longitud de tubería debajo de la pata de perro que genera mayor tensión.

- **Micro-patas de perro**

Las pequeñas curvas pronunciadas, conocidas como "patas de perro", por sí solas pueden no generar muchos problemas. Sin embargo, cuando varias de estas curvas se encuentran cercanas entre sí, pueden dar lugar a lo que denominamos un "atrapamiento debido a micro-patas de perro". Estas micro-patas de perro reducen el diámetro del agujero del pozo. Cuando la herramienta de perforación se encuentra en una fase de compresión, se vuelve más flexible y puede pasar por agujeros con diámetros efectivamente más pequeños, causados por estas micro-patas de perro. Sin embargo, cuando se aplica tensión a la columna de perforación, la herramienta de perforación se vuelve más rígida y puede quedar atrapada en las micro-patas de perro. (Amoco, 1996)

Las micro-patas de perro son el resultado de cambios continuos en la inclinación y la dirección del pozo, o de las variaciones naturales en la dureza de las capas geológicas. Al pasar

la broca de una formación suave a una formación dura, la dirección y la tendencia de la broca cambian. Un lado de la broca trabaja en la formación dura mientras que el otro continúa perforando en la formación suave. Esto crea fuerzas desequilibradas que hacen que la broca se incline y perfore en direcciones ascendentes o descendentes, o que se deslice y perfore hacia abajo.

B. CAVERNAS PROVOCADAS POR LOS CAMBIOS DE FORMACIONES DURAS-SUAVES INTERCALADAS.

Las patas de perro formadas por la intercalación de formaciones y creación de cavernas, son notorias en el inicio de cada capa o formación. Sin embargo, una pata de perro no necesariamente forma una caverna. En las cavernas formadas por la intercalación de capas con diferente dureza típicamente en la capa o formación dura el tamaño del agujero queda estándar, mientras que en capas o formaciones suaves se lava el agujero quedando de mayor diámetro, provocando alrededor fracturas o fallas.

Las cavernas representan un desafío adicional, especialmente durante la instalación de la tubería de revestimiento o la toma de registros, ya que las variaciones en el diámetro del pozo impiden que la tubería de revestimiento o los registros alcancen la parte más profunda del pozo. A menudo, se pueden detectar señales preliminares de este problema al retirar o colocar una tubería de revestimiento. Sin embargo, debido a la mayor rigidez de la tubería de revestimiento, es posible que no pueda superar cambios de diámetro tan bruscos que se presentan en las cavernas. (Bill Garret, August 1976)

Las cavernas deben esperarse cuando se presentan algunas de estas condiciones:

- Existencia de capas o formaciones duras y suaves intercaladas, estas crean cavernas al paso de la broca.
 - Formaciones fracturadas y fallas.
 - Formaciones de sal, donde la sal se disuelve a diferente rapidez.
 - Cualquier tipo de pata de perro.

Para evitar problemas derivados de la presencia de capas geológicas duras y blandas alternadas, es importante tomar medidas preventivas desde el principio. Estas medidas incluyen:

- Evitar la formación de "patas de perro", es decir, curvas pronunciadas en el pozo.
- Reducir el riesgo de que el agujero se agrande en lutitas y arenas, así como en las intercalaciones de estas formaciones, mediante una planificación más precisa del fluido de perforación. Programar el uso de fluidos de perforación con inhibidores diseñados para prevenir o minimizar la formación de cavidades, de modo que la instalación de la tubería de revestimiento se pueda llevar a cabo de manera segura.
- El perforador debe tener especial cuidado al bajar la tubería de revestimiento o el BHA a través de ellas. La velocidad de introducción debe disminuirse cuando se aproxima uno a las zonas de formación de cavernas.
- Los problemas con la formación de cavernas pueden prevenirse rimando, pero debe tenerse mucho cuidado de no ocasionar pérdidas. (Amoco, 1996)

C. FORMACIONES PLÁSTICAS

En ocasiones, ciertas formaciones geológicas como la sal o las lutitas pueden mostrar un comportamiento plástico en el pozo, lo que conlleva a una disminución en el diámetro del agujero. Esto es causado por la sobrecarga, fuerzas tectónicas o hidratación de formaciones.

Pequeños problemas pueden ser resueltos al perforar alguna formación, pero al querer sacar del agujero los estabilizadores y barrena estos pueden quedar atrapados por tener un diámetro de agujero menor.

D. AGUJERO CON BAJO CALIBRE

La broca y estabilizadores pueden quedar atrapados si estos se quedan en una sección del agujero con bajo calibre. Un bajo calibre del agujero es un resultado típico de una barrena desgastada. El diámetro del agujero se reduce de acuerdo como la broca se va desgastando. Si el perforador es menos cuidadoso cuando corre dentro del agujero otro BHA después del cambio

de una barrena debe conocer que las barrenas y estabilizadores pueden entrar a una sección con agujero de bajo calibre puede quedar tan ajustada que la sarta de perforación puede quedar atrapada.

- Un bajo calibre del agujero puede esperarse cuando la broca y estabilizadores están por debajo del calibre. Esto usualmente ocurre mientras está perforando arenas abrasivas o bien cuando la barrena deja de perforar.
- Estabilizadores o barrenas con un calibre menor pueden quedar atorados en una sección de agujero de menor calibre. Esto ocurre a veces cuando se reutilizan barrenas o se reconstruyen estabilizadores por lo que una buena práctica es la de revisar el calibre de barrenas y estabilizadores al introducirse o sacarse del agujero.
- Un agujero de bajo calibre puede esperar también cuando existen formaciones comprimidas. Areniscas o fuerzas tectónicas pueden comprimirse en un eje reduciendo el diámetro efectivo. Formaciones plásticas como la sal, carbón y tumbos pueden comprimirse en un solo eje o en ambos.

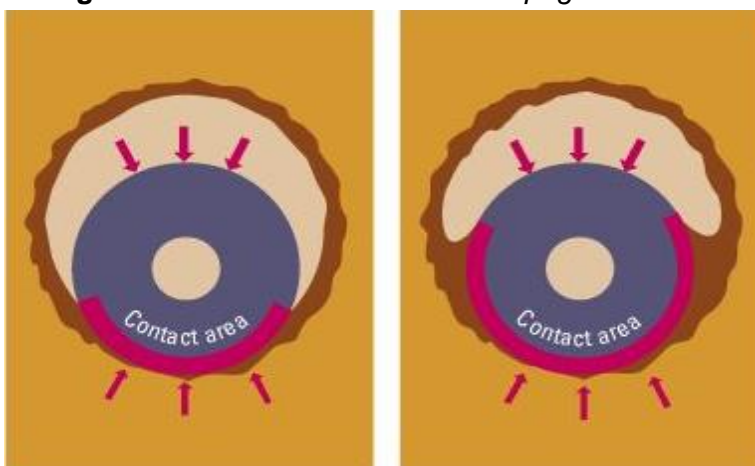
Formaciones duras y suaves perforadas tienden a mantener un calibre más que otras formaciones suaves y es en este lugar donde puede quedar atrapada si se corre una barrena o estabilizadores de bajo calibre. Los últimos pies o metros perforados son siempre sospecha de una reducción de diámetro si al sacar se encontró una barrena desgastada con menor calibre. (Bill.Garret, 1976) y (Gerald.Wilson, 1976)

2.7.3 PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL

La pega diferencial es una condición en la cual la sarta de perforación no puede moverse a lo largo del eje del pozo, ya sea rotándola o aplicando un movimiento axial. Esta situación suele surgir debido a la aplicación de fuerzas de contacto significativas, generadas por diferencias en las presiones entre el yacimiento y el pozo en sí, o por la interacción de ambas presiones en una zona lo suficientemente amplia de la sarta de perforación. (Amoco, 1996)

Para la mayoría de las empresas de perforación, la pega diferencial representa el desafío más significativo en términos de tiempo y costos. Es esencial destacar que la fuerza de atascamiento depende de la diferencia de presión entre el pozo y el yacimiento, así como del área sobre la cual actúa esta diferencia de presión. Esto implica que una diferencia de presión relativamente baja (ΔP) aplicada en una zona de trabajo extensa puede ser igual de efectiva en la generación de atascamiento de la sarta de perforación que una diferencia de presión aplicada en una zona más pequeña.

Figura 27. Área de contacto en una pega diferencial



Fuente: Drilbert Engineering Inc. 2001

Hay muchos factores que influyen en la pegadura diferencial. Estos incluyen:

- a. Formaciones permeables.
- b. Sobre balance.
- c. Costra.
- d. El contacto de pared.
- e. Falta de movimiento de la tubería.
- f. Tiempo.
- g. Cargas laterales.

a. Formaciones permeables (Factores que afectan la Pega Diferencial)

Es necesario contar con una formación geológica permeable cuando existe el riesgo de que la columna de perforación o la tubería de revestimiento se adhieran de manera diferencial. La adhesión diferencial dentro de la tubería de revestimiento generalmente no ocurre a menos que esta haya desarrollado alguna permeabilidad debido a disparos previos o desgaste. Las formaciones permeables abarcan principalmente las areniscas y las formaciones que presentan fracturas. En casos excepcionales, es posible experimentar adhesión diferencial contra lutitas si estas están fracturadas y poseen permeabilidad. Ocasionalmente, la tubería de revestimiento puede pegarse debido a disparos previos en su superficie. Asimismo, existe la posibilidad de pega diferencial cuando la tubería de revestimiento ha perdido su integridad debido al desgaste interno. Si la formación no es permeable, no se desarrollará una costra y, por lo tanto, no habrá una presión diferencial significativa. (Amoco, 1996)

Es importante destacar que la formación no necesita ser extremadamente permeable para propiciar la pega diferencial; solo requiere ser lo suficientemente permeable como para permitir la formación de una costra. Mientras esta costra actúe como un "drene lento", permitiendo que el filtrado fluya, la formación solo debe tener la permeabilidad suficiente para que el filtrado se drene hacia ella. Por lo tanto, lo crucial es centrarse más en la permeabilidad de la costra que en la de la formación en sí.

En general, las formaciones geológicas no consolidadas tienden a ser más permeables y suelen desarrollar costras permeables en mayor medida que las formaciones consolidadas. A medida que la permeabilidad aumenta, también lo hace el riesgo de pegadura diferencial, aunque la permeabilidad tiene menos influencia en este proceso en comparación con otros factores. (Okrjni S. S., 1990)

b. Sobre balance / Presión Diferencial (Factores que afectan la pegadura diferencial)

El factor más determinante en la pega diferencial es el sobre balance, ya que ejerce la mayor influencia en la fuerza diferencial que mantiene al tubular en contacto con la costra. La fuerza diferencial se calcula multiplicando la presión diferencial por el área de contacto.

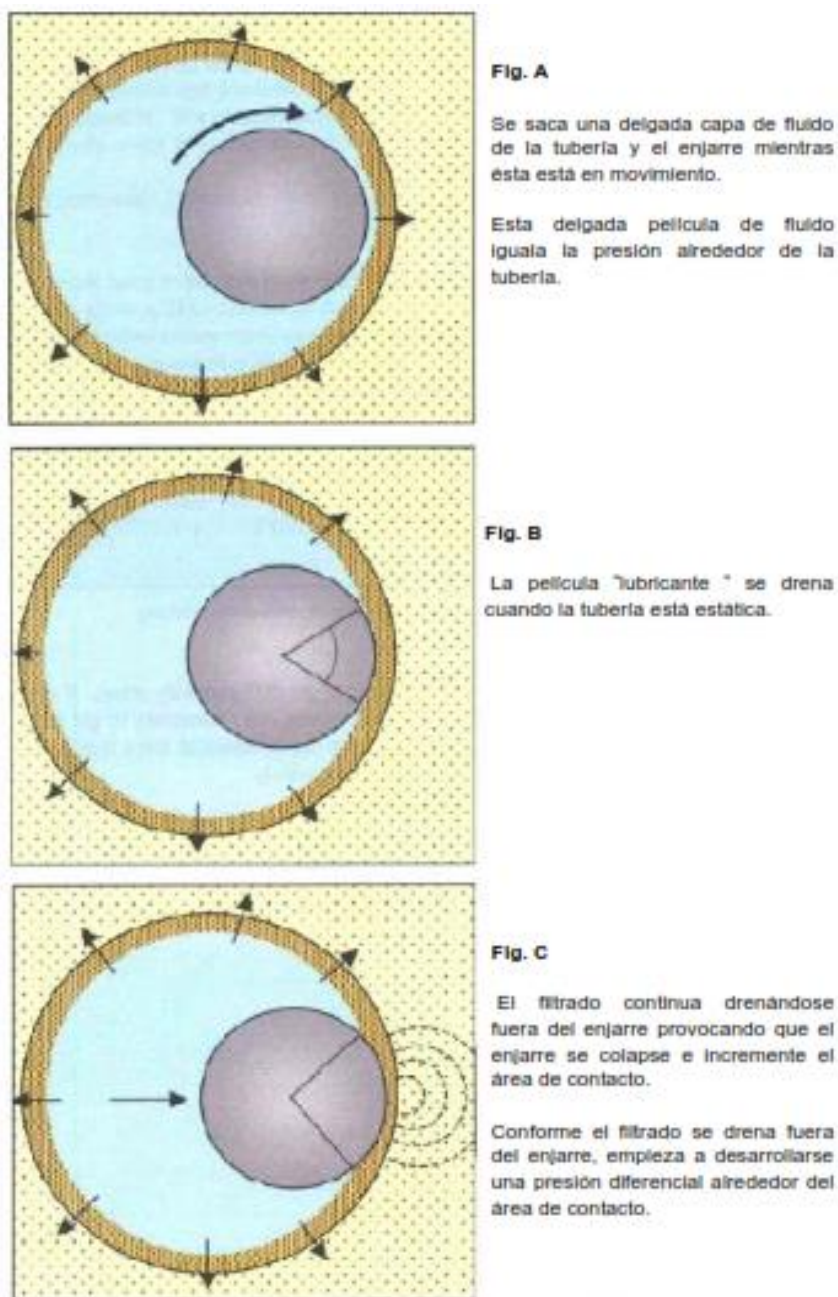
Es evidente que una presión diferencial más alta genera una fuerza diferencial mayor. Es importante destacar que la presión diferencial que mantiene la tubería en contra de la costra no es igual al sobre balance. El sobre balance significa que la presión en nuestro pozo es mayor que la presión en la formación. La presión diferencial se refiere a la diferencia de presión a lo largo de una superficie.

Cuando la tubería está en movimiento, es posible que tengamos un sobre balance significativo, pero no existe presión diferencial que sostenga la tubería contra la costra. Esto se debe a la delgada capa de fluido que la tubería arrastra entre sí y la costra mientras se mueve. Esta delgada capa de fluido puede transmitir presión de acuerdo al principio de Pascal, lo que significa que la fuerza contra la tubería es igual en todas las direcciones. El grosor de esta capa es extremadamente reducido, del orden de unos pocos micrones. (Amoco, 1996)

No es hasta que el movimiento de la tubería se detiene y el fluido de la fina película lubricante se filtra en la costra que se desarrolla una presión diferencial. Una vez que la película lubricante se ha filtrado por completo, se forma un sello entre el metal de la tubería y la costra. En este punto, la presión diferencial corresponde a la diferencia entre la presión en el pozo y la presión del filtrado en los espacios porosos de la costra. Sin embargo, inicialmente, la presión en la superficie de la costra es casi igual a la presión en el pozo.

A medida que el filtrado se desplaza desde la costra en la zona de contacto, es posible que se genere una presión diferencial entre la costra y el material de la tubería. Eventualmente, se drenará la cantidad suficiente de filtrado de la costra, lo que provocará una disminución en la presión en los poros de la costra hasta igualarla con la presión de la formación que está directamente adyacente a la costra.

Figura 28. Colapso de la costra



Fuente: Drilbert Engineering Inc. 2001

Existe incertidumbre acerca de si el área proyectada total de la zona de contacto logrará reducir la presión en la formación. Es probable que parte del filtrado que rodea inmediatamente la zona de contacto limpie la costra presente en esa área a medida que su presión de poro

disminuya. Por lo tanto, es posible que la presión sea más baja en el centro de la zona de contacto y más alta en su perímetro.

Figura 29. *Presión diferencial detrás del área de contacto*

Fig. A

La película lubricante equilibra las presiones alrededor de la tubería.

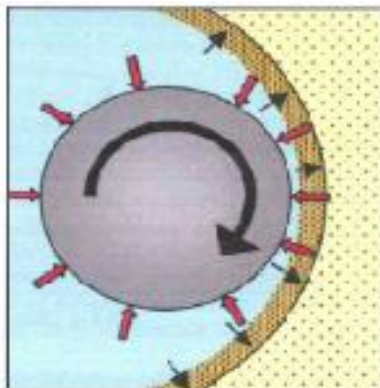


Fig. B

Una vez que la película lubricante ha desaparecido, empieza a desarrollarse una presión diferencial.

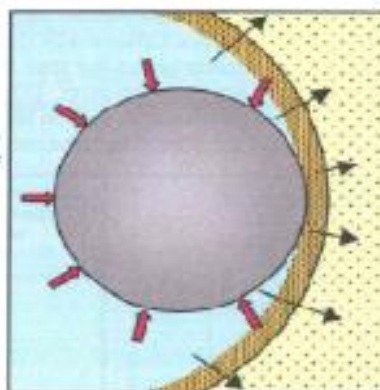
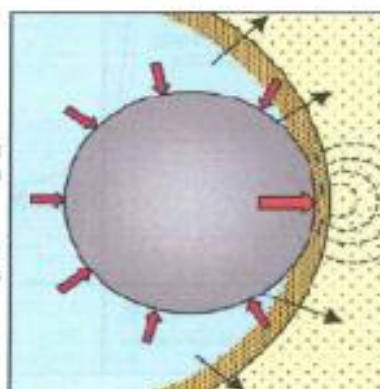


Fig. C

Conforme el filtrado se drena fuera del enjarre en el área de contacto la presión diferencial aumenta.

La presión diferencial eventualmente alcanzará un valor máximo que es proporcional al sobrebalance.



Fuente: Drilbert Engineering Inc. 2001

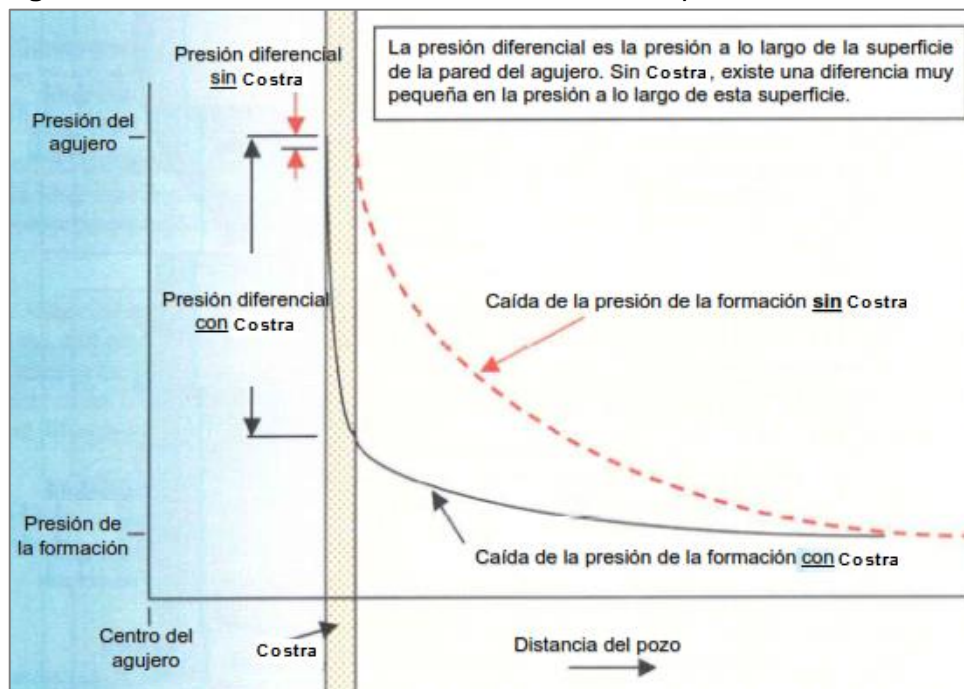
Varios estudios estadísticos indican que la mayoría de los casos de tuberías adheridas ocurren en la parte superior del pozo, alrededor de la tubería de perforación. Esto se debe a que a medida que el pozo se profundiza y aumenta el peso del lodo, el sobre balance en la parte superior del

pozo se incrementa. Aunque esto no es la única explicación para la pega de la tubería en la parte superior del pozo, respalda la afirmación de que el sobre balance es el factor más significativo que influye en la pegadura diferencial. (Peden.JM.Oyenyin, 1990), (Zarrogh.R, 1990) y (Ford, 1990)

c. Costra (factores que afectan la pegadura diferencial)

Hasta ahora, hemos discutido exclusivamente sobre la pega diferencial en una situación donde una costra se adhiere a una arena permeable. En el caso de una arena, es fundamental que se forme una costra para que se produzca la pega diferencial. Si no fuera por el proceso de "drene lento" de la costra, no habría una diferencia de presión a lo largo de la superficie del metal y la formación. La presión en la pared del pozo sería prácticamente idéntica a la presión en el interior del pozo. La representación gráfica del flujo de fluido penetrando en la formación sería similar a una curva descendente que se nivela gradualmente. El efecto del drenaje lento de la costra permite que la presión de la formación en contacto con esta sea muy similar a la presión presente en el resto de la formación. (Ford J. P., Sept 1990)

Figura 30. Efecto de la Costra en el descenso de la presión de la formación



Fuente: Drillbert Engineering Inc. 2001

Una costra permeable y gruesa conduce a la pegadura diferencial. Para prevenirla, queremos una costra que sea delgada, dura e impermeable. Lo que queremos decir por la costra “dura” es que sea relativamente incompresible, flexible y que no rompa la pared con facilidad. Una costra se refiere a una capa de partículas sólidas que se separa del lodo y parece desplazarse hacia una estructura permeable de manera análoga a un flujo.

d. Contacto de pared (Factores que afectan la pegadura diferencial)

La fuerza que mantiene el tubular en la costra se ve claramente influenciada por el contacto con la pared. Esta fuerza diferencial resulta del producto de la presión diferencial por el área de contacto, lo que podemos expresar como:

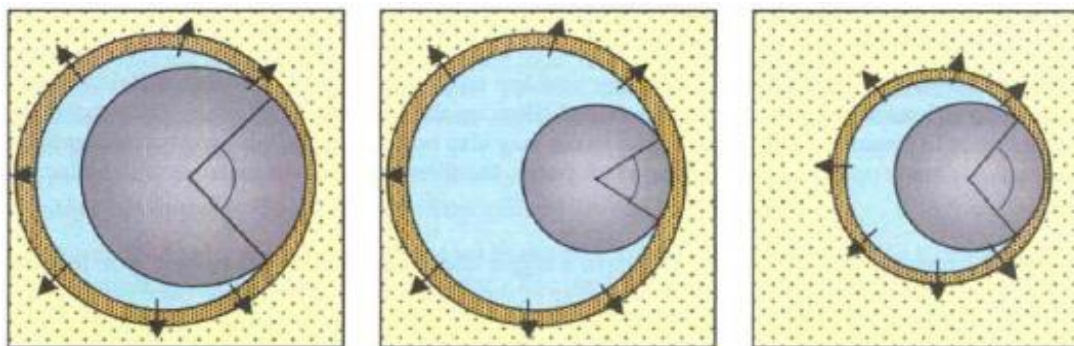
$$\text{Fuerza diferencial} = \text{Presión diferencial} \times \text{Área de contacto}$$

Si el área de contacto aumenta, la fuerza diferencial también aumentará. Diversos factores inciden en el contacto con la pared, como:

- El diámetro y longitud de la tubería dentro del agujero.
- La presencia de elementos como patas de perro, ojos de llave y otras particularidades geométricas en el agujero.
- La inclinación del agujero.
- La existencia de capas de recortes.
- Las características de grosor y compresibilidad de la costra.

Cuando el tubo se acerca más al tamaño del agujero, se produce un ángulo de contacto mayor, lo que resulta en un mayor contacto con la pared. Si el tubo es más largo, se logra un mayor contacto también. Sin embargo, es importante destacar que un tubo de menor tamaño puede tener un mayor contacto con la pared que uno de mayor tamaño, dependiendo de los tamaños respectivos de sus agujeros. Estudios estadísticos indican que la mayoría de las adhesiones de tuberías ocurren en agujeros más pequeños.

Figura 31. Área de contacto vs tamaño de tubería

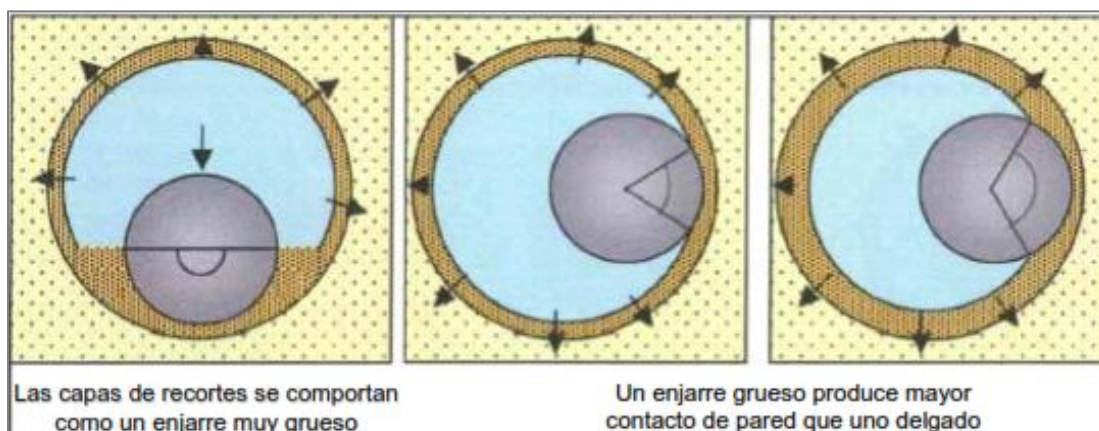


Fuente: Drilbert Engineering Inc. 2001

Además, se encuentran capas de recortes que rodean la tubería. Estas capas de recortes se asemejan a una capa extremadamente densa. Cuando la tubería queda sumergida en estas capas, el ángulo de contacto puede llegar a ser igual o incluso mayor que 180 grados.

El grosor de esta costra influye en el ángulo de contacto y, por lo tanto, en el contacto con la pared. Cuanto más gruesa sea esta costra, mayor será el contacto con la pared. Las costras de bentonita, en particular, tienen una tendencia a ser porosas y compresibles. Las partículas de bentonita retienen una cantidad significativa de agua, lo que las hace deformables. Estas costras densas y esponjosas aún mantienen su impermeabilidad a pesar de su espesor.

Figura 32. Espesor de Filtrados y capas de recortes



Fuente: Drilbert Engineering Inc. 2001

e. Falta de movimiento de la tubería (Factores que afectan la pegadura diferencial)

Es necesario que la tubería se mueva para eliminar una fina capa de fluido que se encuentra entre el tubo y la costra. Sin esta delgada película de fluido, no se logrará un equilibrio de presión alrededor del tubo. Además, estas capas de lubricante delgado también actúan como un medio de filtración para la costra. En ausencia de estas capas de fluido, no es posible reemplazar el filtrado que fluye hacia la costra mientras se desplaza hacia la formación. Esto resulta en una disminución de la presión en la zona de contacto con la costra en el agujero. Como resultado, se genera una diferencia de presión a lo largo de la costra.

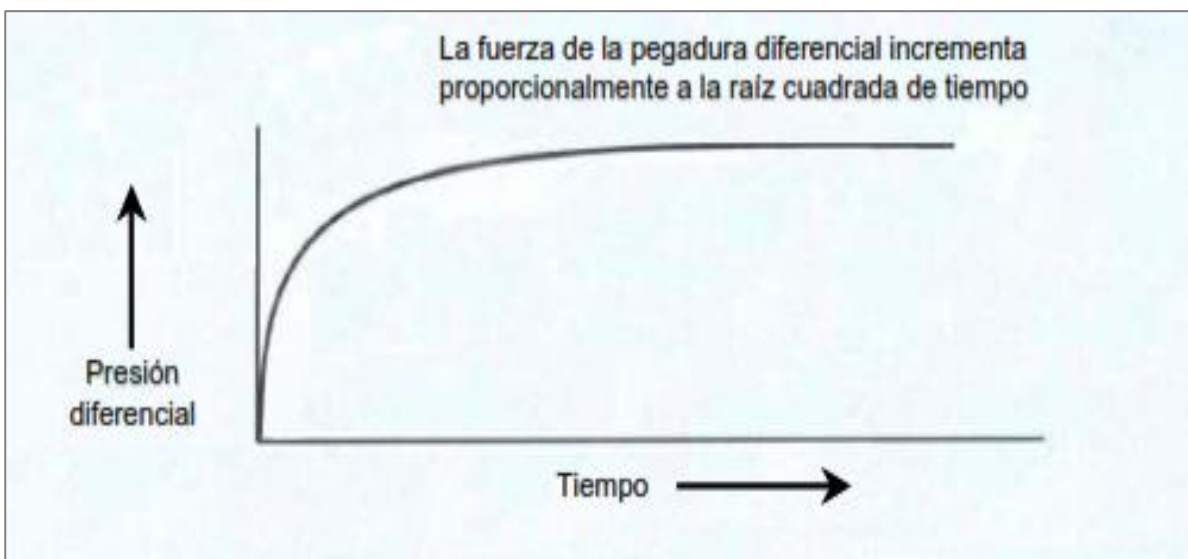
f. Tiempo (Factores que afectan la pegadura diferencial)

La formación de áreas de baja presión es un proceso gradual que lleva tiempo. El tiempo necesario para igualar la presión en la costra con la de la formación subyacente depende de varios factores, como la permeabilidad de la formación, la viscosidad del filtrado, el sobrebalance en el agujero y, en cierta medida, la permeabilidad de la propia formación.

Después de reducir la cantidad de lubricante, se genera una cierta diferencia de presión. Inicialmente, esta diferencia de presión puede no ser muy significativa, pero si el tubo más grande permanece inmóvil, el filtrado de mayor tamaño presente en la capa densa puede dejar de fluir hacia la formación. Esto hace que el fluido se acerque gradualmente a la presión de la formación, lo que resulta en una adhesión más fuerte que se mantiene constante con el tiempo. La fuerza de esta adhesión sigue aumentando hasta que se ha eliminado por completo el filtrado de la costra.

Durante este proceso, la presión en la zona de contacto disminuye en proporción a la raíz cuadrada del tiempo. Además, la costra estática también aumenta su grosor a un ritmo proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, lo que significa que la fuerza de la adhesión diferencial también aumenta de manera proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, en un ciclo conocido como el "ciclo de la costra". (Amoco, 1996)

Figura 33. Pegadura diferencial Vs Tiempo



Fuente: Drillbert Engineering Inc. 2001

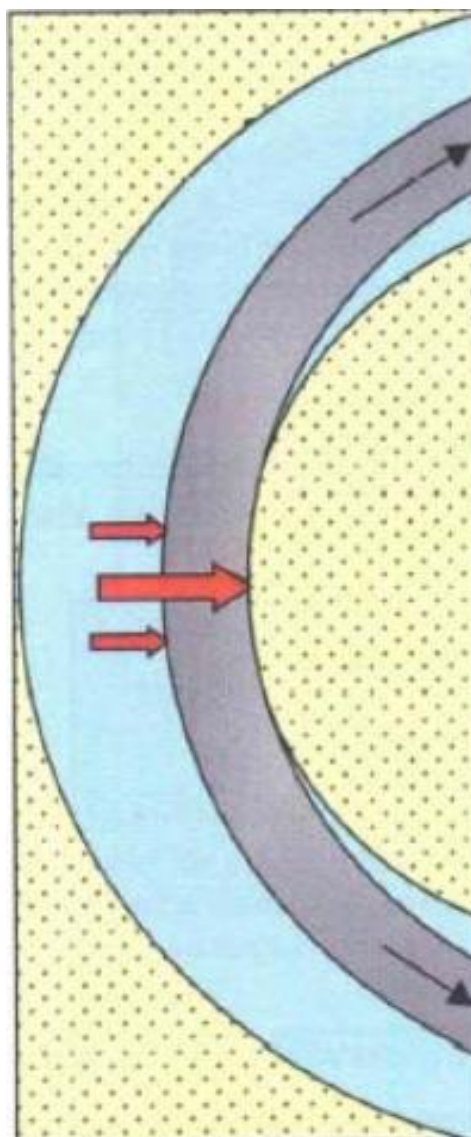
g. Cargas laterales (Factores que afectan la pegadura diferencial)

Las fuerzas laterales pueden aumentar la pega diferencial, pero no son necesariamente la causa de la misma. Un esfuerzo lateral puede generar tensiones significativas en la tubería, ya sea al apoyarse en una pata de perro del agujero o debido al peso del tubo presionando contra el lado inferior. El inicio de la pega diferencial ocurre cuando la capa de lubricante desaparece, lo que provoca el desarrollo de una diferencia de presión a lo largo de la costra y la zona de contacto con la tubería. La máxima fuerza diferencial no se alcanza hasta que el filtrado se ha eliminado por completo de la costra y esta se ha comprimido. Una carga lateral acelera este proceso. (Amoco, 1996)

La carga lateral también contribuye al aumento de la fuerza de presión diferencial, y la fuerza total de fricción resulta de la combinación de ambas fuerzas.

El peso adicional de la tubería de perforación al alcanzar mayores profundidades aumenta la tensión y, por lo tanto, la carga lateral en la sección superior. La combinación de un mayor sobre balance y la carga lateral adicional explica por qué la pega diferencial alrededor del drill collar se presentará a medida que el pozo se profundiza. Todos estos factores ejercen influencia en la fuerza que mantiene el tubular en contacto con la formación. Sin embargo, esta no constituye la fuerza de pega en sí, sino más bien la fuerza que asegura que el tubular permanezca en contacto con la formación. La fuerza de pega se refiere a la fricción que existe entre el tubular y la costra. (Amoco, 1996)

Figura 34. Cargas Laterales



Fuente: Drillbert Engineering Inc. 2001

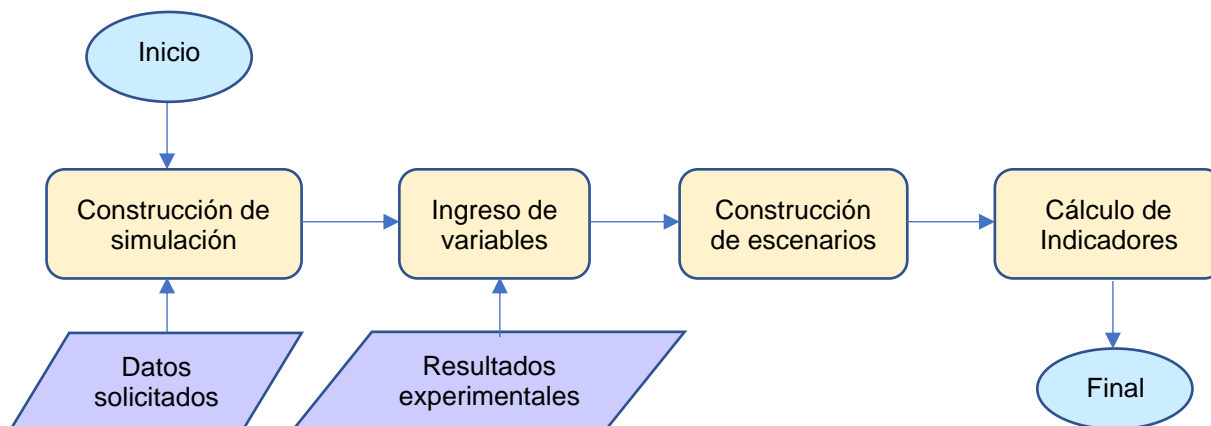
2.8 MARCO METODOLÓGICO

La metodología será inductiva, ya que tomaremos un resultado particular luego generalizarlos. Los resultados son cálculos reales que por experiencia de campo son corroborados en los siguientes pozos perforados.

El siguiente diagrama muestra el flujo de trabajo propuesto en este trabajo. Primeramente, adquirimos las coordenadas geográficas, datos geológicos, para construir el pozo

direccional de manera simulada. Luego, se valida la simulación con los resultados reales en campo durante la perforación. Los resultados son usados para la optimización de los parámetros de perforación en los siguientes pozos direccionales a perforar.

Figura 35: Diagrama de Flujo de la Metodología



Fuente: Elaboración propia

2.9 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Este estudio será de dos tipos: descriptivo y correlacional. Descriptivo ya que se estudiará el método de como calcular la máxima profundidad a la que podemos detonar el jar durante la perforación ante un evento de atrapamiento o pega de tubería. Además, se obtendrán resultados que nos permitirán conocer dichas máximas profundidades en base al tipo de perfil, inclinación, y reología del pozo. Explicativo ya que se determinará las causas del porque estas profundidades varían dependiendo de las variables estudiadas en este proyecto.

2.10 FUENTE DE DATOS

La fuente de donde se adquirió los datos para este estudio, fueron de 15 pozos perforados en el lote X entre los años 2020 a 2022. Hacemos la metodología propuesta en dos de estos 15 pozos, donde comparamos los cálculos y resultados entre la simulación desde la etapa de planeamiento y la etapa de perforación en tiempo real. (Becker T.E, 1990)

2.11 POBLACIÓN Y MUESTRA

En este estudio, la población es todos aquellos resultados en los 15 pozos antes mencionados. Sin embargo, para este estudio específico y cálculo detallado, tomaremos a dos pozos reales perforados direccionalmente donde podremos corroborar la veracidad en los resultados.

2.12 RECOLECCIÓN DE DATOS

Las simulaciones realizadas de pozos direccionales antes de ser perforado y luego, los resultados reales de los pozos perforados se mostrarán en cuadros y tablas. También serán descritos en el proceso de cálculo de variables de perforación, los cuales son necesarios para este proyecto.

2.13 ANÁLISIS DE DATOS

Los resultados de simulación serán ploteados en un gráfico de dispersión para observar la relación entre las variables dependiente con las independientes. Si existiesen puntos máximos o mínimos, estos serán resaltados.

2.14 IDENTIFICACION DE VARIABLES

En campo hacemos las mediciones de los pesos de la sarta hacia arriba, hacia abajo y en modo neutro, durante el segundo repaso de la tubería antes de una conexión.

- Peso en el gancho subiendo (Pick Up Weigth): Este valor se incrementará a medida que profundizamos el pozo, además dependerá del perfil del pozo, de la estabilización del BHA que estamos usando, de la inclinación del pozo, del Factor de fricción del medio, de la limpieza y estabilidad del hoyo, de la Reología del lodo, entre otros. Se observará este valor en el Martin Decker y será generado por la fricción existente entre la sarta de perforación y las paredes del hoyo, siendo mayor este valor si encontramos restricciones durante el viaje a superficie, alcanzado overpulls incluso que sobrepasen la capacidad del taladro y sean motivo de pegas de tubería.

- Peso en el gancho bajando (Slack-off Weigth): Este valor observado en el Martin Decker cuando bajamos la tubería siempre es menor que al sacar la tubería, ya que los componentes de los esfuerzos que se presentan nos favorecen debido a la gravedad.
- Peso en el gancho rotando (Rotating off bottom): Es el valor del gancho reflejado en el Martin Decker que es calculado cuando la broca está rotando fuera de fondo (neutro), este es el punto de referencia para el cálculo de Arrastre ya sea en modo subiendo o bajando.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN
APLICACIÓN DE SOFTWARE WELLPLAN PARA EL CÁLCULO DE LIMITES
OPERACIONALES EN EQUIPOS DE PERFORACIÓN DE 550 HP EN EL NOROESTE
PERUANO

Con el software WELLPLAN de Landmark analizamos los resultados de Torque y Arrastre, además de la Hidráulica de perforación. Como sabemos los valores excesivos de torque pueden hacer que el topdrive se detenga lo que podría dañarlo, y más aún superar la capacidad de levantamiento del equipo de perforación por un exceso de arrastre, que significaría la posibilidad de alcanzar la capacidad de elevación o tracción del taladro que finalmente resultaría en una situación de tubería atascada.

Para este proyecto, el análisis consiste en elaborar con el software, simulaciones de perforación de pozos direccionales y compararlos con los resultados reales después de haber terminado la perforación del pozo, en donde específicamente analizaremos los máximos pesos encontrados durante los viajes hacia arriba de tal forma de que no superen la capacidad del taladro.

3.1 MANUAL PARA EL LLENADO DE DATOS DEL POZO EN EL SOFTWARE DE LANDMARK (WELLPLAN) PARA EL CÁLCULO DE TORQUE Y ARRASTRE.

En esta sección presentaremos un manual de pasos a seguir, para que luego de tener el diseño y trayectoria del pozo a perforar (con el COMPASS), analicemos los respectivos torques y arrastres que se generarían a diferentes parámetros y profundidades (con el WELLPLAN).

- **Manual de Wellplan**

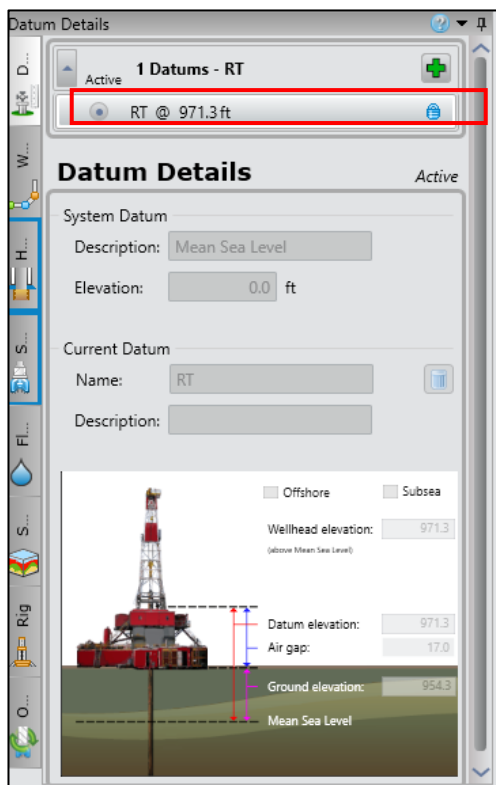
Aquí detallamos los pasos a seguir para realizar trabajos en el software Wellplan exclusivamente.

Paso 1: Seleccionar "Create a New Case" y buscar el diseño que ya fue creado en el Compass

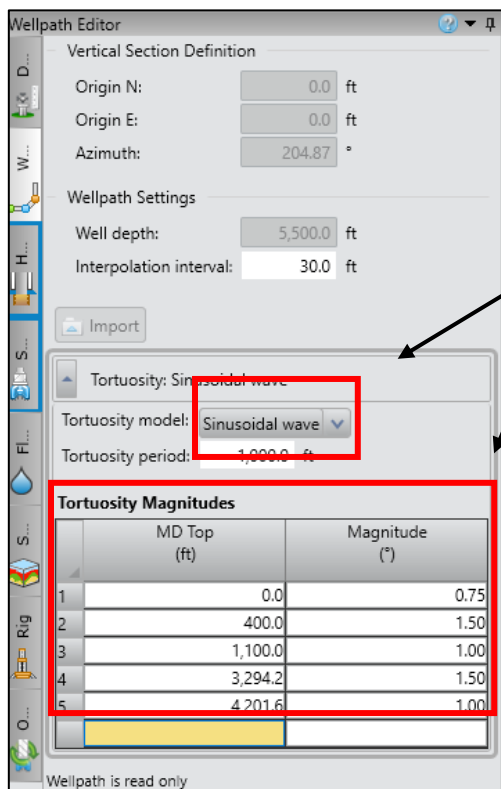
Paso 2: Finalmente, hacer clic en "Create"

Como indican las flechas, se va caracterizando el pozo de acuerdo al plan y a los datos proporcionados por el Cliente, se empieza por la columna de la izquierda de arriba hacia abajo y luego por la columna de la derecha de arriba hacia abajo.

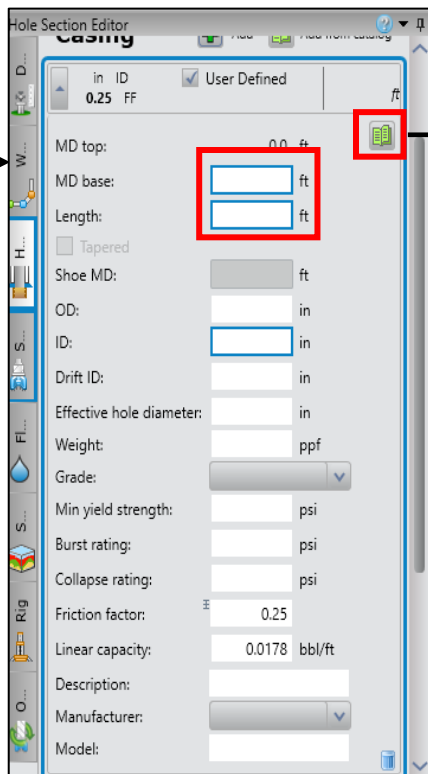
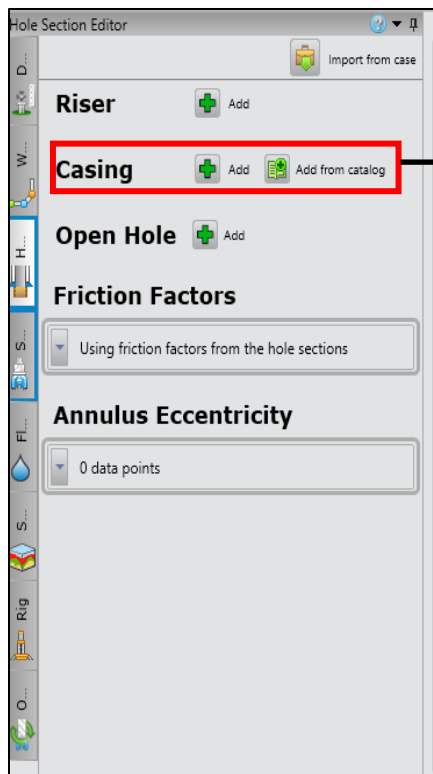
El software va indicando que datos falta completar para que pueda realizar los cálculos correspondientes; a continuación, se muestran los distintos campos a completar.



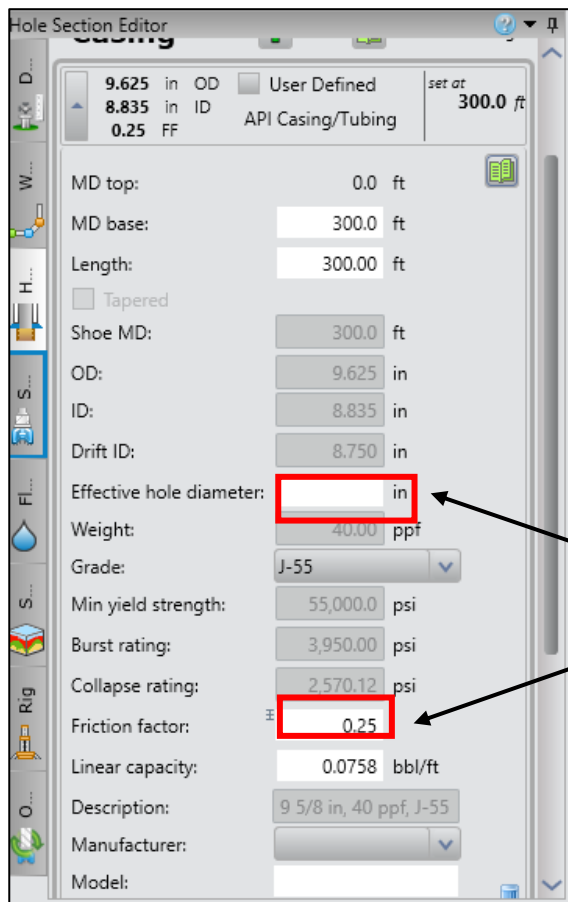
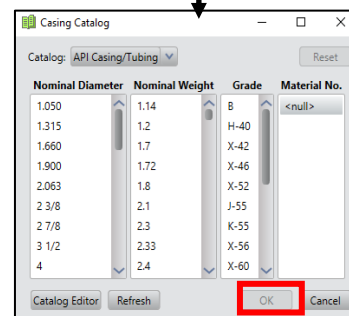
Paso 3: Seleccionar el nivel de referencia a usarse



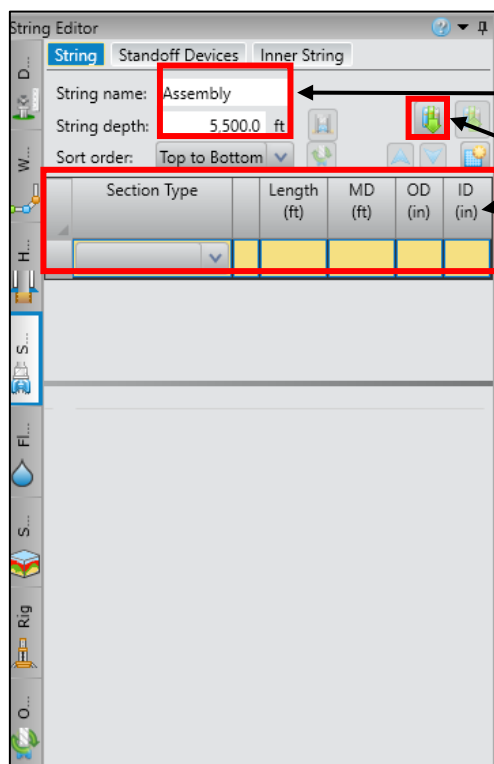
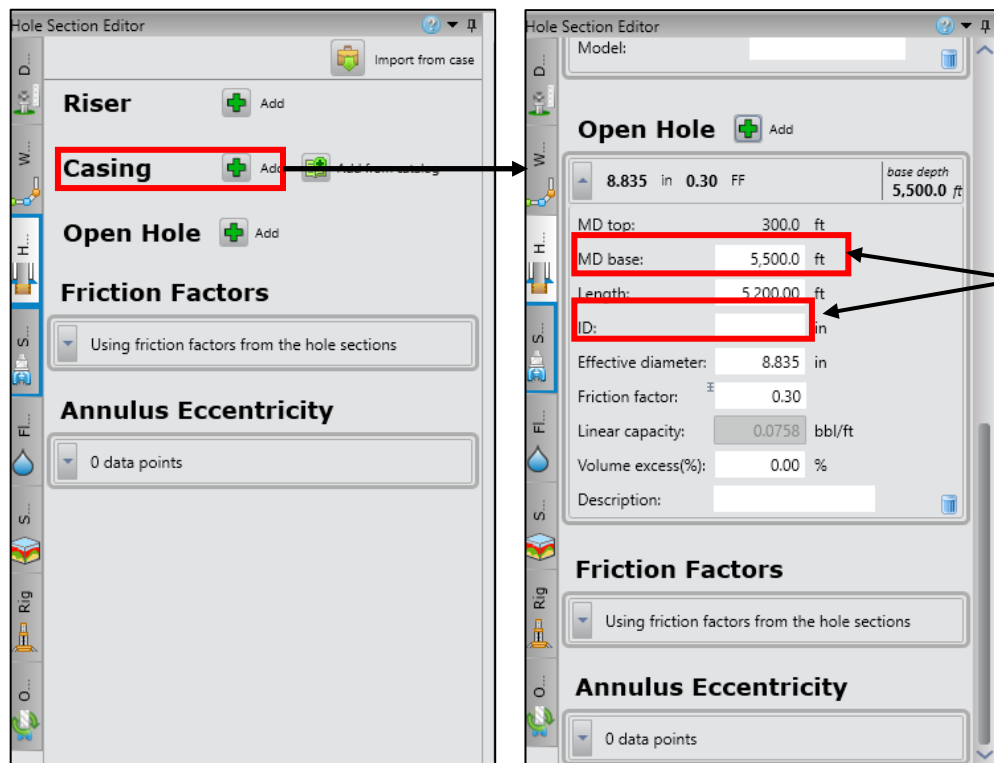
Paso 4: Seleccionar el modelo de tortuosidad y asignar las magnitudes de tortuosidad por intervalo, según la trayectoria planeada



Paso 5: Indicar hasta qué profundidad llega el casing de la sección anterior, luego hacer clic en el libro verde que se señala en la figura, aquí buscamos las características del casing. Finalmente, hacer clic en "OK".



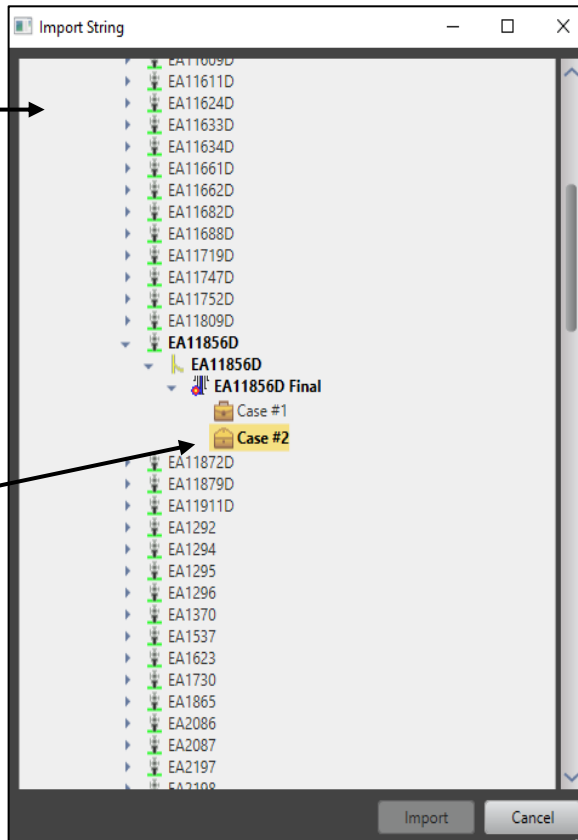
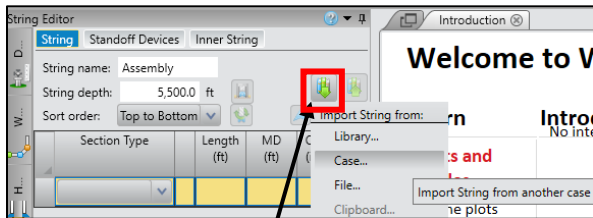
Paso 6: Indicar el diámetro del hoyo de la sección donde se colocará el casing e indicar el factor de fricción del casing.



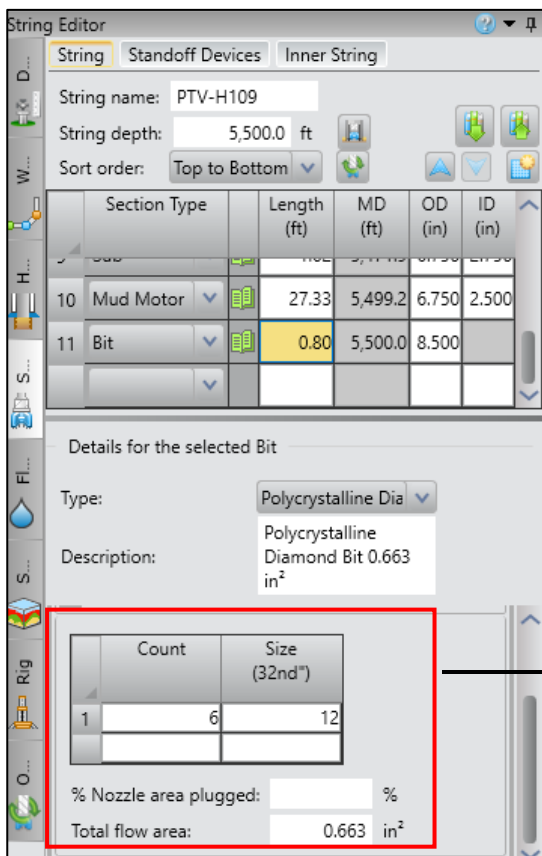
Paso 9: De acuerdo al BHA diseñado en formato Excel, crear un BHA en el WellPlan, se puede hacer manualmente o importando el diseño de un pozo parecido en la base de datos del Software.

Para realizarlo manualmente: Seleccionar elemento por elemento y colocando las características del mismo.

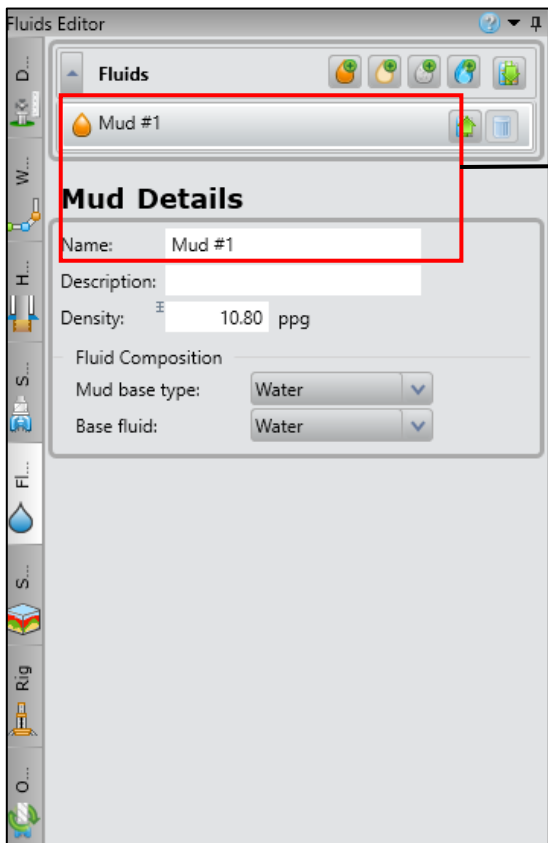
Para importar el diseño de un pozo pasado: Hacer clic en la flecha verde que se indica en la gráfica y buscar el pozo que tiene un diseño de BHA parecido.



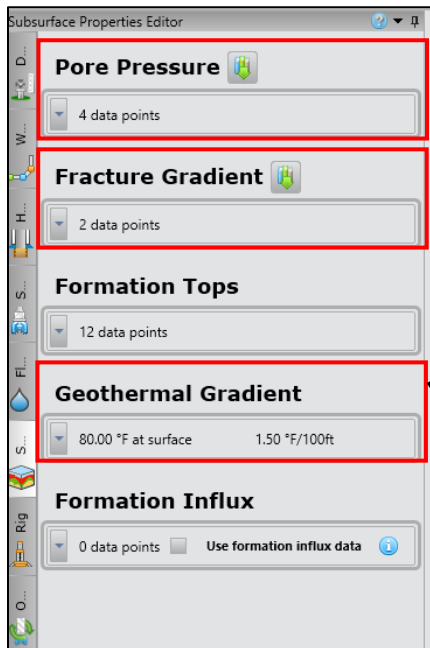
Para importar el diseño de un pozo pasado: Hacer clic en la flecha verde que se indica en la gráfica y buscar el pozo que tiene un diseño de BHA parecido.



Paso 10: Editar las características de cada elemento; por ejemplo, en la broca se indica que TFA es el que va a usar, el peso de la misma y la longitud; entre otras características.



Paso 11: Colocar los valores máximos de las propiedades del fluido de perforación a los que llegará a la profundidad final del pozo.



Pore Pressure

4 data points

TVD (ft)	Pressure (psi)	EMW (ppg)
17.0	7.36	8.33
2,430.0	610.00	4.83
3,660.0	1,380.00	7.26
4,930.0	1,350.00	5.27

Paso 12: Asignar los valores de gradientes porales proporcionadas por el Cliente.

Fracture Gradient

2 data points

TVD (ft)	Pressure (psi)	EMW (ppg)
17.0	0.00	0.00
5,500.0	4,857.14	17.00

Paso 13: Asignar los valores de gradientes de fractura proporcionadas por el Cliente.

Geothermal Gradient

80.00 °F at surface 1.50 °F/100ft

Standard Profile

Surface Ambient: 80.00 °F

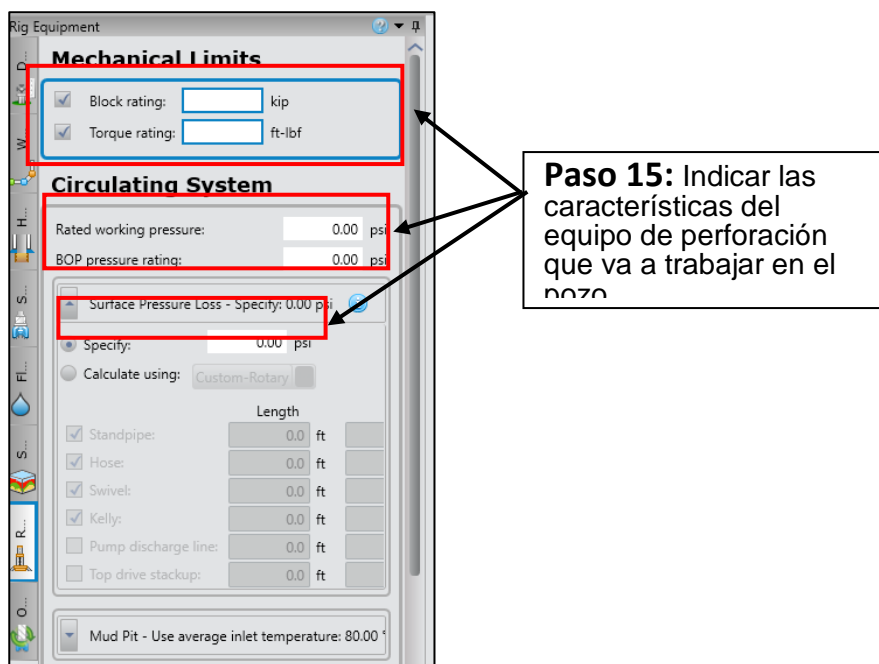
At Well TVD: 161.27 °F
 Gradient: 1.50 °F/100ft

Well TVD: 5,418.1 ft

Additional Temperature Points

TVD (ft)	Temperature (°F)

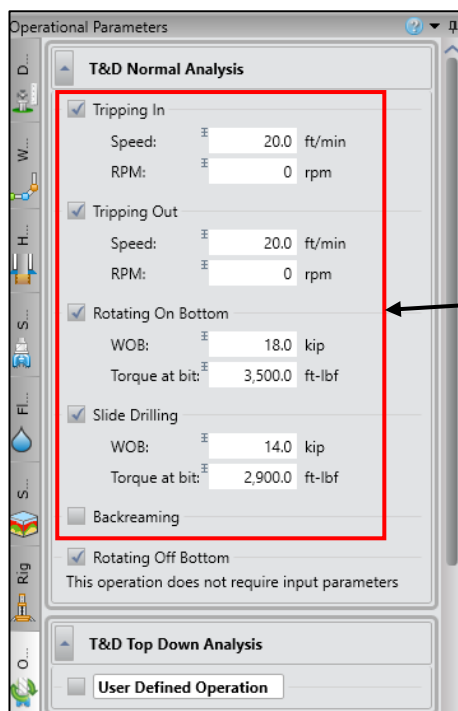
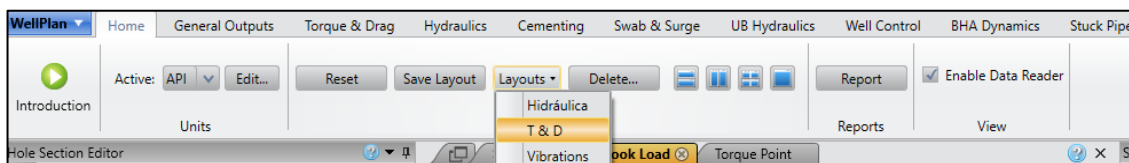
Paso 14: Asignar los valores de temperatura de superficie y de gradiente geotermal.

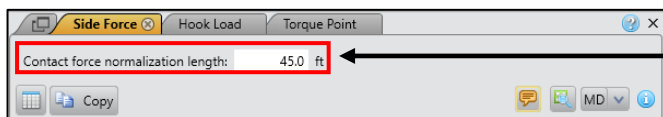


Manual de Torque & Arrastre

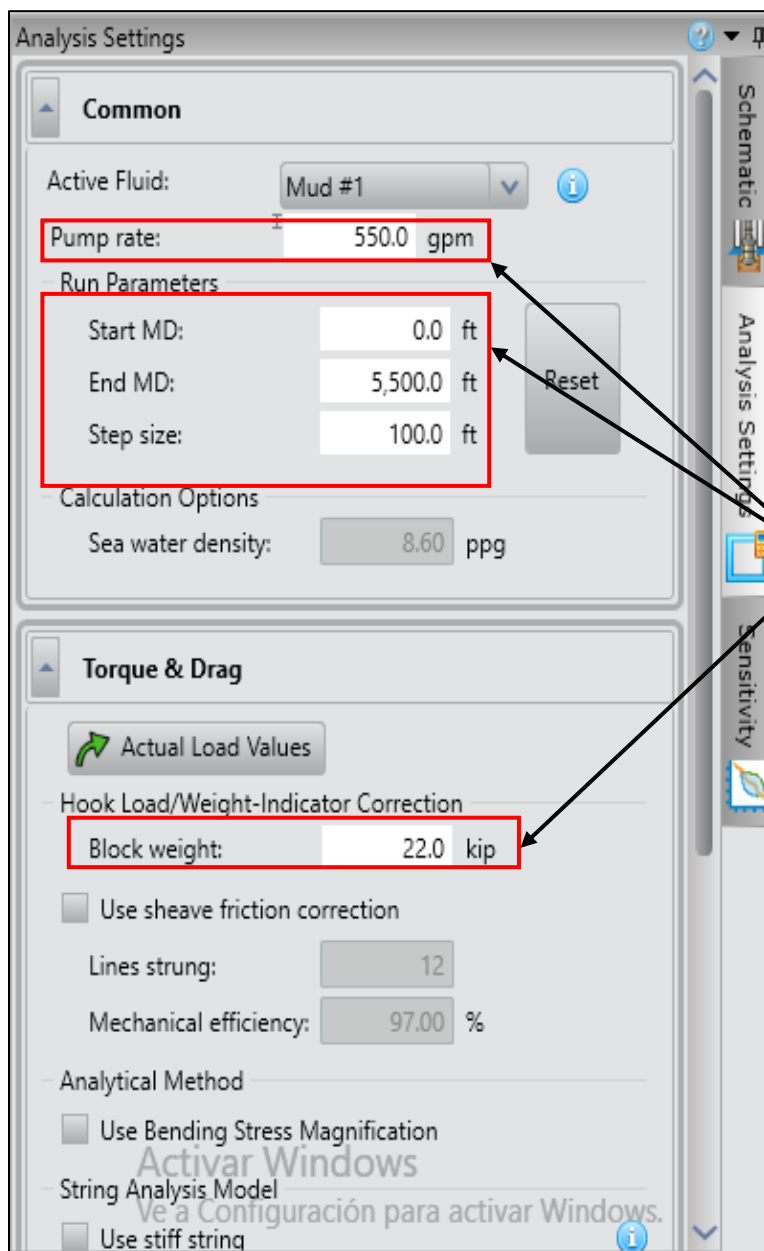
En esta sección se detallan los pasos a seguir para realizar estimaciones de T & D de un pozo.

Paso 1: Hacer clic en "Layouts" y luego en "T & D" (Torque and Drag)





Paso 3: Indicar la longitud media de tubo que se usará en la perforación del pozo



Paso 4: Colocar el caudal máximo que se usará, el intervalo que se desea analizar y el peso en conjunto del top drive y demás elementos de elevación de superficie que se conecta con la sarta de perforación

3.1.1 Datos de Entrada de Simulación

Como dato de partida, debemos elaborar la trayectoria del hoyo, y lo realizaremos con el software COMPASS de Landmark, introduciendo las coordenadas de superficie, coordenadas de fondo, coordenadas de las formaciones geológicas que deseamos atravesar como objetivos geológicos, profundidad del pozo, elevación del terreno, elevación de la mesa del taladro, profundidades en TVD de los topes de formaciones. Dependiendo de la trayectoria del pozo y por donde queremos navegar, definiremos la inclinación, el azimuth y los dog legs necesarios para lograrlo, siempre procurando que el pozo sea lo más suavizado posible es decir construir el pozo dirigido lo menos tortuoso posible y que las pérdidas de energía por torque y arrastre también sean lo menor posible.

Esta herramienta permite diseñar la forma de wellbore usando el módulo planning y calcular la forma de wellbore usando el módulo survey

Existen otros módulos dentro de COMPASS para el diseño del pozo como es la Anticolisión con pozos vecinos, pero no lo tomaremos en cuenta en este proyecto debido a que nos centraremos en los pesos de la sarta durante los viajes.

Figura 36. Variables para el planeamiento de un pozo direccional

COMPASS - [Plan Editor - AA11976D/AA11976D/AA11976D Final]

File Edit View Analysis Plot Report Tools Window Help

Units: API Datum: RT @ 582.3ft TVDs to System Local: Slot North: True

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northing (m)	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-582.3	0.0	0.0	9514176.77	477234.20	0.0	0.00	0.00
2	400.0	400.0	0.00	0.00	400.0	-182.3	0.0	0.0	9514176.77	477234.20	0.0	0.00	0.00
3	1270.4	870.4	23.50	64.06	1246.2	663.9	77.0	158.3	9514200.25	477282.43	176.0	2.70	64.06
4	1518.3	248.0	23.50	64.06	1473.6	891.3	120.2	247.2	9514213.44	477309.53	274.9	0.00	0.00
5	2458.3	940.0	0.00	0.00	2387.4	1805.1	203.4	418.1	9514238.80	477361.62	465.0	2.50	180.00
6	4747.3	2288.9	0.00	0.00	4676.4	4094.1	203.4	418.1	9514238.80	477361.62	465.0	0.00	0.00
7	5100.0	352.7	0.00	0.00	5029.1	4446.8	203.4	418.1	9514238.80	477361.62	465.0	0.00	0.00

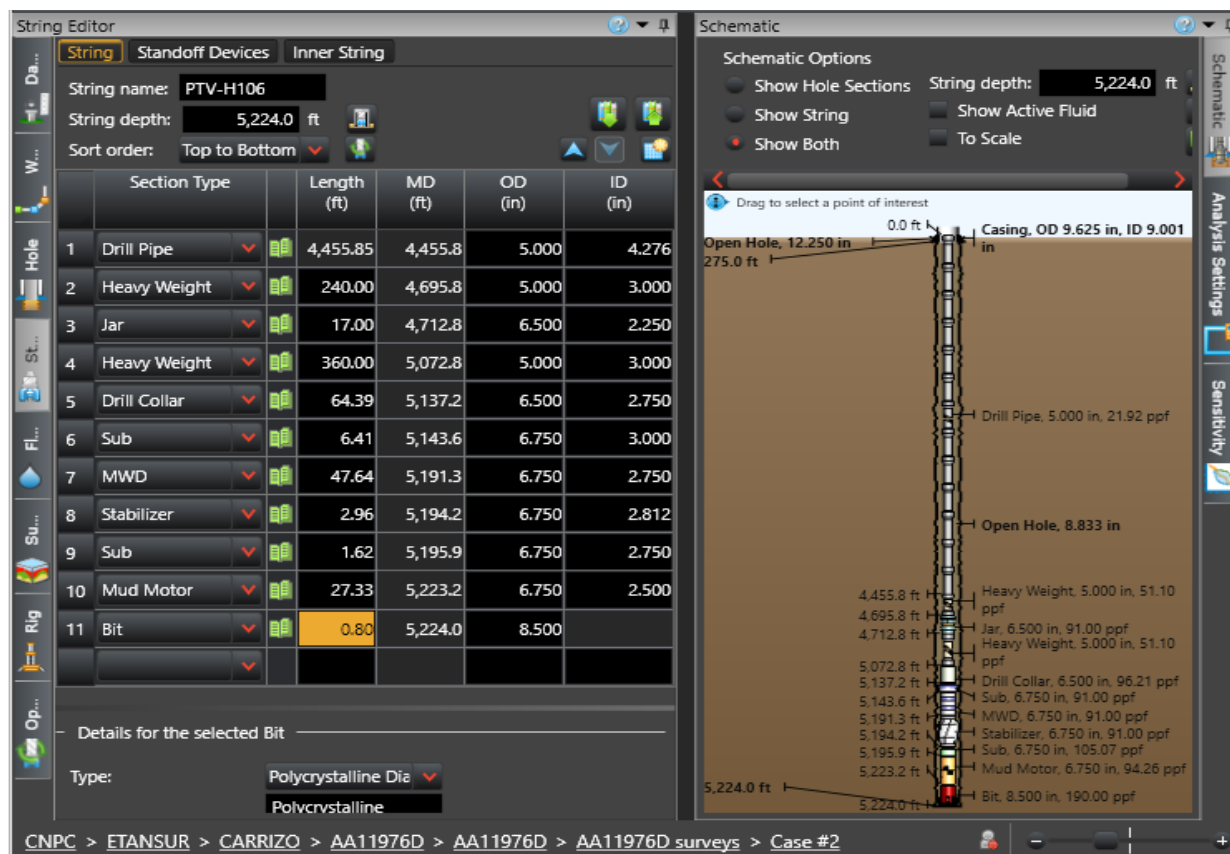
Fuente: Halliburton-Landmark, COMPASS Directional Well Planning

3.1.2 Configuración de BHA

La configuración de BHA lo creamos y optimizamos con el software WellPlan de Landmark, en este módulo (CASE-STRING EDITOR) introducimos la cantidad y longitud de nuestra sarta de perforación, así como las herramientas direccionales

que usaremos dependiendo del tipo de pozo que queremos perforar. Existe la opción de especificar los componentes de la sarta desde el fondo hasta el tope o viceversa. En esta parte elegimos que configuración de estabilización es el adecuado para nuestro tipo de pozo, además de identificar los pesos disponibles debajo del jar ante un posible martilleo. En esta sección disponemos de una cantidad de tubulares y estabilizadores de tal forma que nos permita construir ángulos de inclinación, reducirlos o tumbarlos, o incluso que nos permita mantenerlos en las secciones tangentes.

Figura 37. Componentes de la sarta de perforación



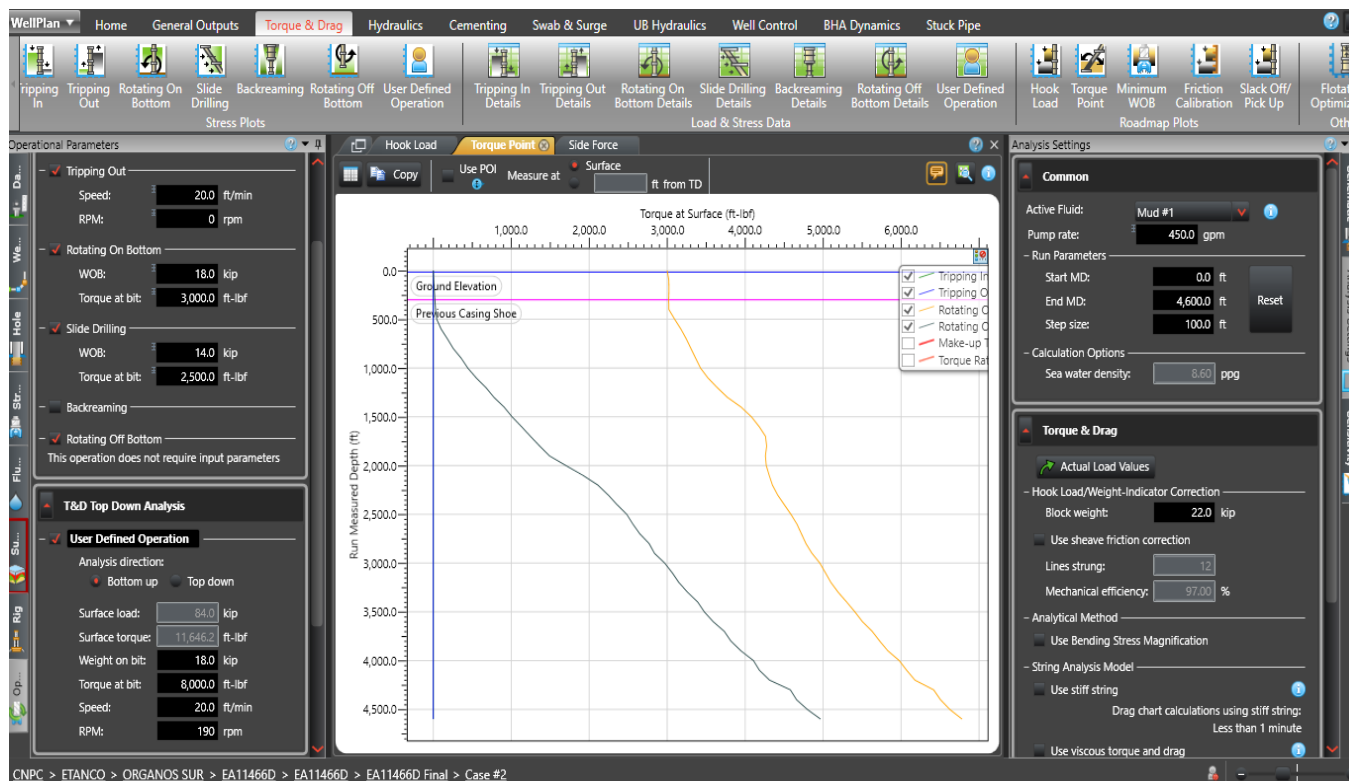
Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning WELLPLAN

3.1.3 Cálculo de Torque

Para simular los torques de nuestro pozo, previamente habremos determinado el diseño del pozo y la configuración del BHA, a esto debemos de adicionarle los pesos sobre la broca (WOB) a utilizar en modo rotación y en modo deslizando.

Rotando en fondo “Rotating On Bottom” y deslizando “Slide Drilling” se ingresan el WOB y la cantidad del torque en la broca.

Figura 38. Simulación de Torque



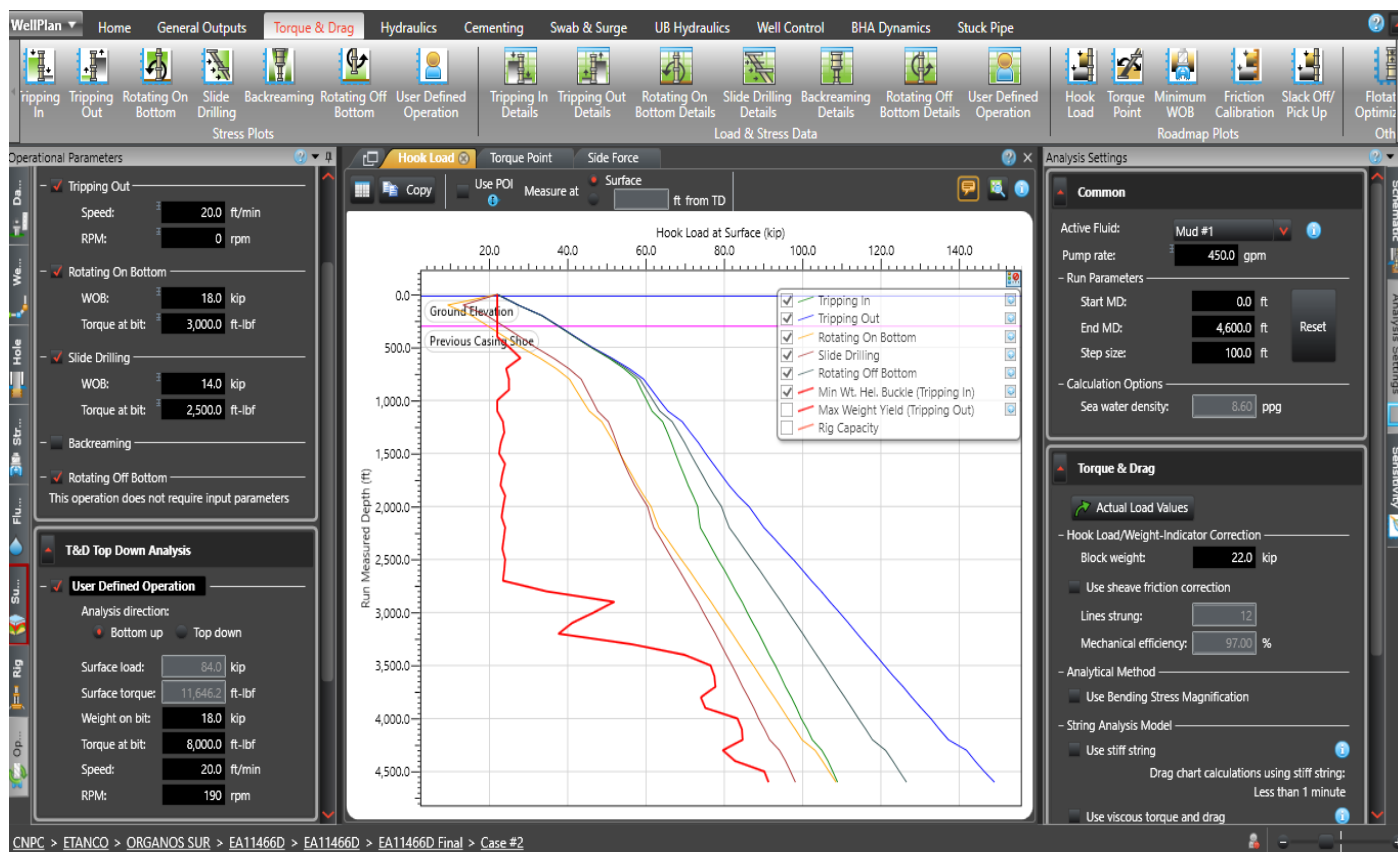
Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning WELLPLAN

3.1.4 Cálculo de Arrastre

Para el cálculo del arrastre, luego de determinar el diseño del pozo y configuración del BHA, adicionaremos el factor de fricción (FF) entre la sarta y la formación, y también el peso del gancho en el aire, de ésta se determinará los pesos de la sarta durante los viajes: subiendo (Tripping Out), bajando (Tripping In) y rotando fuera de fondo (Rotating off bottom). Estos valores de los pesos durante la perforación pueden ser mayores a lo simulado si es que la limpieza en

el hoyo no es la adecuada, ya que capas de recortes asentados en el fondo, sobre todo en pozos de alta inclinación, provocan mayores restricciones (fuerzas de fricción) al momento de sacar la sarta, provocando overpulls algunas veces superiores a la capacidad del levantamiento del taladro (en caso de taladros de poca capacidad 550 HP).

Figura 39. Simulación del Arrastre



Fuente: Halliburton-Landmark, Well Planning WELLPLAN

Existen otros módulos en el WELLPLAN como el análisis de la hidráulica (HYDRAULIC ANALYSIS) en donde podemos verificar las caídas de presión en la broca, anular, string y en las líneas del stand pipe, pero en nuestro proyecto nos centramos específicamente en los límites de tensión de levante del equipo, donde se involucra más que todo a la capacidad de levante del taladro, de tal forma que pueda vencer la fricción axial, el arrastre y el overpull generado por restricciones en el fondo del hoyo para poder levantar la sarta de perforación y llevar a cabo la perforación direccional.

3.2 METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE LÍMITES OPERACIONALES EN EQUIPOS DE PERFORACIÓN DE 550 HP EN EL NOROESTE PERUANO USANDO LA HERRAMIENTA DEL SOFTWARE WELLPLANE

Esta metodología tiene como finalidad servir de base en el proceso de cálculo de la profundidad hasta donde se podría activar y detonar el Drilling Jar en equipos de perforación limitados por su capacidad máxima de levante de 100 TN, este cálculo lo haremos con ayuda del software WELLPLAN de Landmark. Los cálculos de dicha profundidad máxima se realizan en la etapa de planeación. El objetivo es definir la profundidad hasta donde podemos perforar de manera segura sabiendo que ante un posible evento de pega de tubería podemos hacer uso del drilling jar en equipos de perforación hidráulicos de 550 HP.

Este cálculo se hace más representativo con el monitoreo y el seguimiento de las variables que intervienen en el proceso de perforación, ya que, ante sobretensiones generados por los arrastres, poca limpieza del hoyo, altas inclinaciones, etc, la profundidad máxima para activar el martillo podría reducirse, por lo que no sería posible alcanzar los objetivos geológicos que se encuentren a profundidades donde ya no se pueda activar el jar debido a la poca capacidad de levante del taladro. En este punto hay que mencionar que las compañías operadoras arriesgan al perforar pozos intermedios (5000-6000 pies) ya que bajo condiciones normales donde no hay eventos de pega, estos taladros si podrían perforar hasta estas profundidades donde los pesos del gancho subiendo no llegan a los 200 klbs, pero el problema se vendría si a estas profundidades tengamos un evento de pega donde para activar el jar de perforación es necesario pesos del gancho subiendo muy superiores a los 200 klbs.

3.2.1 Cálculo de la Máxima Profundidad de Activación del Jar (SIMULACIÓN en Etapa de Planificación)

Primeramente, haremos los cálculos de manera simulada de hasta que profundidad se puede perforar de manera segura sabiendo de que si nos agarramos en el fondo del pozo

podríamos despegarnos haciendo uso de nuestro Jar. (Simulaciones de pozos dirigidos que luego realmente fueron perforados).

En las siguientes gráficas mostraremos la profundidad hasta donde el Jar de perforación se puede detonar, considerando las limitaciones de capacidad de levante de los equipos de perforación de 550 HP que normalmente perforan en el Nor Oeste peruano, los cuales tienen una máxima capacidad bruta de 100 TN (220,000 lbs), y una capacidad de trabajo para levantar el gancho, máximo de 200,000 lbs.

En nuestras gráficas y cuadros calculados, adicionalmente consideramos el Factor de seguridad de las estructuras del taladro que es del 15% de su capacidad de levante, por lo que para el cuidado del taladro de manera segura se debería tensionar hasta un máximo de 187 klbs (Lo indicaremos con color verde) pero que en la práctica y con la autorización de la compañía perforadora se podría tensionar hasta un máximo peso en el gancho subiendo de 200 klbs (Lo indicaremos con color rojo).

SIMULACIÓN N°1: Pozo EA11546D Somatito

En este primer ejemplo, el presente Plan Direccional para el pozo EA11546D tipo "S", fue creado con la finalidad de buscar el mejor escenario, tanto operativo desde el punto de vista de la perforación direccional como cumpliendo con los objetivos geológicos.

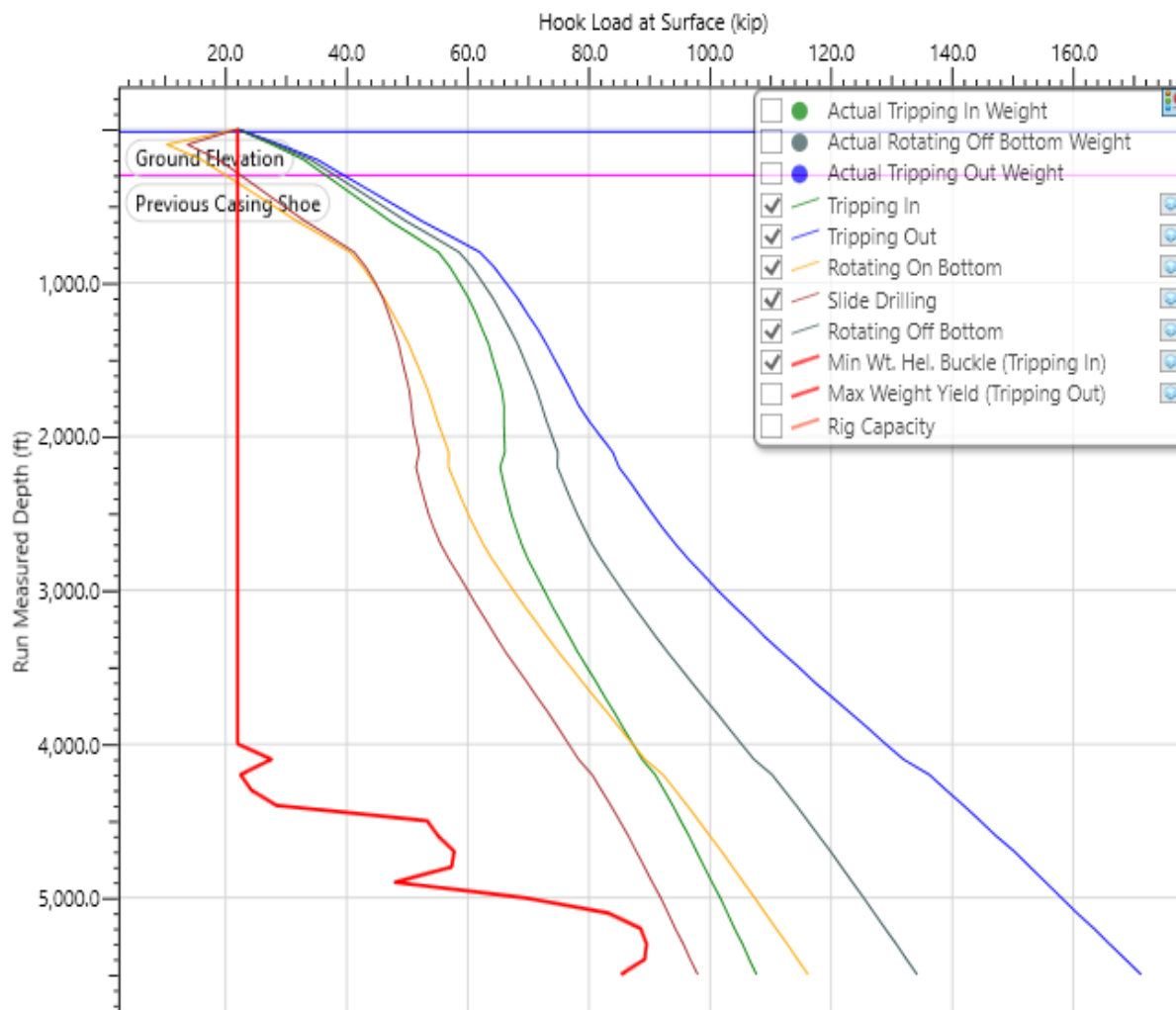
Tabla 05. Planificación del Pozo a perforar

	Plan de Pozo
PERFIL DEL POZO	"S"
KOP (ft)	400
INC (BU) (°)	40°
INC (Drop) (°)	0°
AZM (°)	145°
DLS (BU/Drop) (°/100 ft)	(2.8) / (-2.0)
Long. Tg1 (ft)	829.3
Long. Vertical 2 (ft)	842.2
TD (ft)	5500

Fuente: Elaboración Propia

En esta etapa de planificación, los pesos de la sarta subiendo (curva azul), bajando (curva verde) y rotando fuera de fondo (curva gris) durante los viajes que se realicen durante la perforación calculados por el software hacia arriba, se muestra en la siguiente gráfica (Figura 40).

Figura 40. Curvas de pesos de la sarta del Pozo Planeado



Fuente: Elaboración Propia a travez del software "Wellplan"

Del gráfico anterior, observamos que la simulación realizada en este pozo tipo S de 5,500 pies de profundidad nos arroja los siguientes pesos de la sarta, subiendo (Pick Up), bajando (Slack off) y rotando fuera de fondo (Rotating off bottom) considerando un factor de fricción (FF) de 0.30.

Tabla 06. Pesos de la sarta al TD del pozo calculados durante la Planificación

Profundidad	Bajando	Sacando	Rotando
Depth	HL - SO (Klbf) (FF: 0.30)	HL - PU (Klbf) (FF: 0.30)	HL - ROFFB (Klbf) (FF: 0.30)
5,500.00	107.7	171.2	134.2

Fuente: Elaboración Propia a travez del software "Wellplan"

Luego, a la profundidad del TD del pozo, realizamos el cálculo matemático de la tensión del gancho con que debemos tensionar hacia arriba para detonar el Jar, para ello sumamos el peso subiendo del gancho (171,200 lbs) con la tensión de seteo del Jar (81,728 lbs) y restamos el peso debajo del Jar (26,133 lbs) dando como resultado el valor de la tensión en el gancho que deberíamos tener si quisiéramos activar el Jar, que resulta 226,795 lbs. (El cual sobrepasa la capacidad máxima).

CALCULANDO LA TENSIÓN SIMULADA DEL GANCHO PARA ACTIVAR EL JAR HACIA ARRIBA

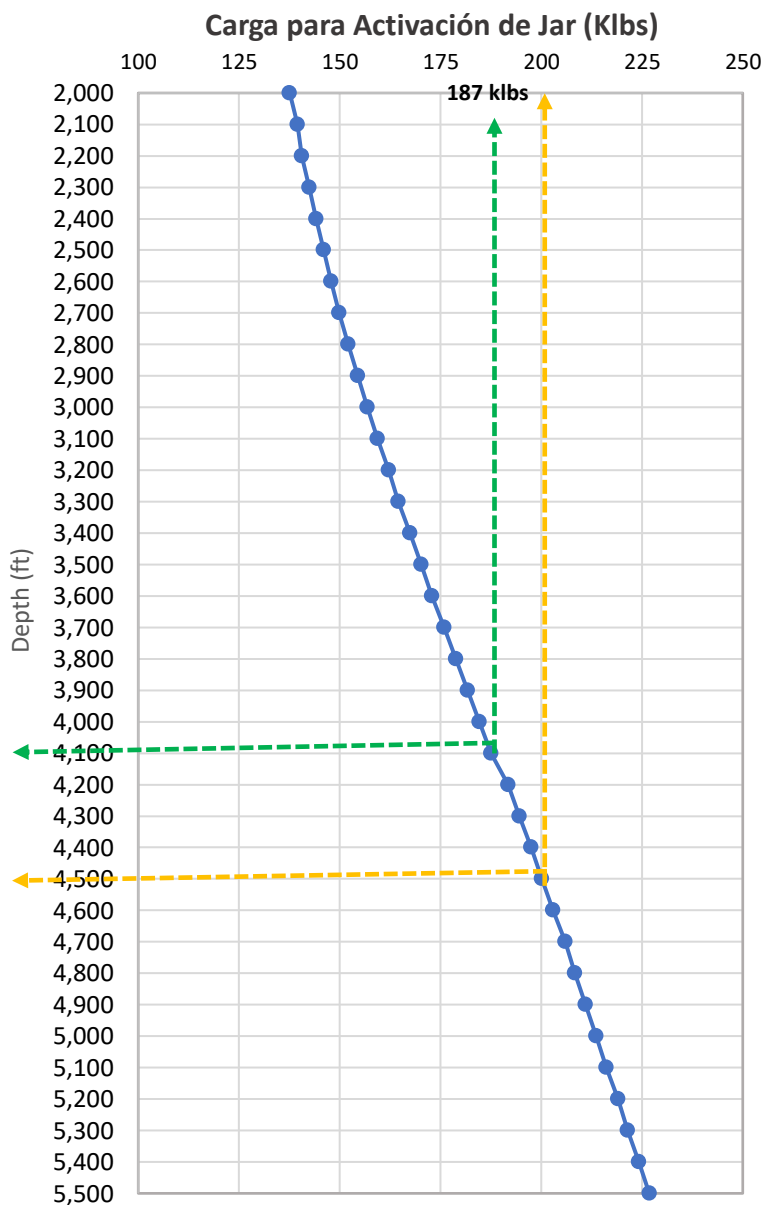
Up-Jar 6-1/2 Jar

Last recorded pick-up wt.	171,200 Lbs
BHA Wt. below jar	- 26,133 Lbs
<u>Pick up jar trip load setting</u>	<u>+ 81,728 Lbs</u>
Weight on indicator to trip jar	= 226,795 Lbs

En la siguiente tabla 06, se muestra la tensión que debe marcar el peso de la sarta en el Martin Decker para hacer activar el Jar de perforación. A una profundidad de cada 100 pies perforados.

Tabla 07. Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200klbs

POZO: EA11546D Somatito		
MD (ft)	Pick Up Weight	Activación del Jar
2,000.00	82000	137.595
2,100.00	83900	139.495
2,200.00	85000	140.595
2,300.00	86900	142.495
2,400.00	88600	144.195
2,500.00	90400	145.995
2,600.00	92300	147.895
2,700.00	94300	149.895
2,800.00	96500	152.095
2,900.00	98900	154.495
3,000.00	101200	156.795
3,100.00	103800	159.395
3,200.00	106500	162.095
3,300.00	109000	164.595
3,400.00	111800	167.395
3,500.00	114600	170.195
3,600.00	117300	172.895
3,700.00	120300	175.895
3,800.00	123200	178.795
3,900.00	126200	181.795
4,000.00	129000	184.595
4,100.00	132000	187.595
4,200.00	136200	191.795
4,300.00	139000	194.595
4,400.00	141900	197.495
4,500.00	144600	200.195
4,600.00	147300	202.895
4,700.00	150300	205.895
4,800.00	152800	208.395
4,900.00	155400	210.995
5,000.00	158000	213.595
5,100.00	160600	216.195
5,200.00	163400	218.995
5,300.00	165900	221.495
5,400.00	168600	224.195
5,500.00	171200	226.795



Fuente: Elaboración Propia a travez del software "Wellplan"

La zona verde, indica que hasta la profundidad de 4,100 ft podremos activar el Jar de perforación con una tensión de 187,595 lbs, esto en condiciones normales considerando un factor de seguridad a la capacidad del Taladro de 15% (187Klbs).

La zona amarilla, indica que hasta la profundidad de 4,500 ft MD como máximo podremos activar el jar de perforación con una tensión en el gancho de 200,195 lbs. (Capacidad máxima

de trabajo del Equipo: 200,000 lbs). En casos de pega de tubería urge la necesidad para sobre tensionar hasta este valor con tal de lograr desprejar la sarta y no perder el BHA direccional.

La zona roja, representa las profundidades donde las tensiones necesarias para activar el jar de perforación superan la capacidad de trabajo del Equipo de perforación (>200,000 lbs), y de sobrepasar dichas tensiones implicaría daños considerables en su propia estructura y sub estructuras, por lo que, en cuanto a máximas profundidades de activación del Jar, no se podría perforar hasta más de 4,500 ft debido a que en caso de un evento de posible pega de tubería no podríamos activar el Jar por la poca capacidad del Taladro (200 klbs).

SIMULACIÓN N°2: Pozo AA11976D Carrizo

En este siguiente ejemplo, el presente Plan Direccional para el pozo EA11976D de tipo “S” y profundidad de 5,100 pies, fue creado con la finalidad de buscar el mejor escenario, tanto operativo desde el punto de vista de la perforación direccional como cumpliendo con los objetivos geológicos.

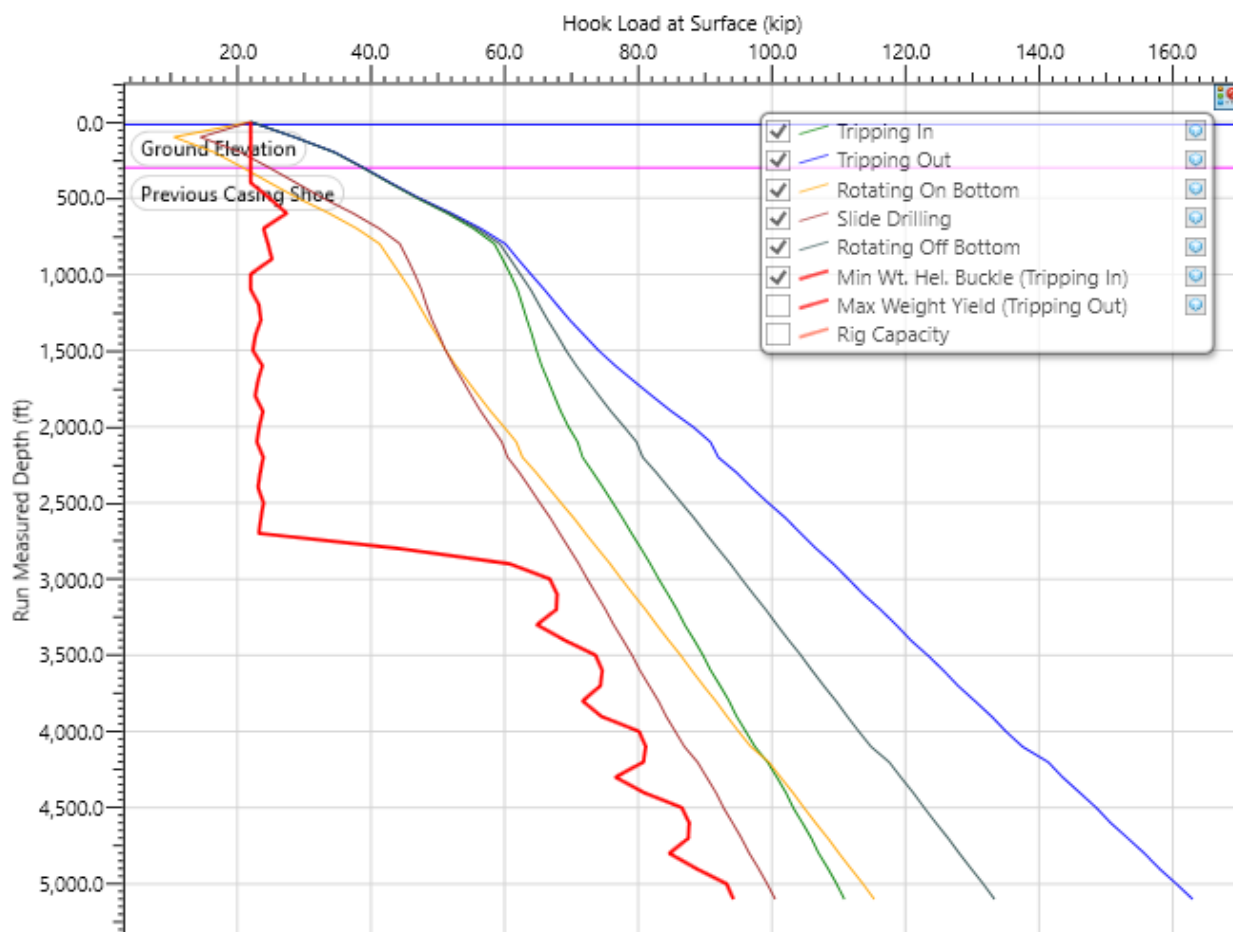
Tabla 08. Planificación del Pozo a perforar

	Plan de Pozo
PERFIL DEL POZO	"S"
KOP (ft)	400
INC (BU) (°)	23.5°
INC (Drop) (°)	0°
AZM (°)	64°
DLS (BU/Drop) (°/100 ft)	(2.7) / (-2.5)
Long. Tg1 (ft)	241.2
Long. Vertical 2 (ft)	2648.4
TD (ft)	5100

Fuente: Elaboración Propia

En esta etapa de planificación, los pesos de la sarta subiendo (curva azul), bajando (curva verde) y rotando fuera de fondo (curva gris) durante los viajes que se realicen durante la perforación calculados por el software hacia arriba, se muestra en la siguiente Figura 41.

Figura 41. Curvas de pesos de la sarta del Pozo Planeado



Fuente: Elaboración Propia a través del software "Wellplan"

Haciendo la simulación del pozo según su perfil y parámetros de perforación, encontramos valores de los pesos de la sarta que alcanzarían, subiendo (Pick Up), bajando (Slack off) y rotando fuera de fondo (Rotating off bottom), considerando un factor de fricción (FF) de 0.30 hasta la profundidad del TD a 5100 ft MD.

Tabla 09. Pesos de la sarta al TD del pozo calculados durante la Planificación

Profundidad	Bajando	Sacando	Rotando
Depth	HL - SO (Klbf) (FF: 0.30)	HL - PU (Klbf) (FF: 0.30)	HL - ROFFB (Klbf) (FF: 0.30)
5,100.00	110.9	163	133.3

Fuente: Elaboración Propia a través del software "Wellplan"

Luego, a la profundidad del TD del pozo, realizamos el cálculo matemático del peso del gancho con que debemos tensionar hacia arriba para detonar el Jar, para ello sumamos el peso subiendo del gancho (163,000 lbs) con la tensión de seteo del Jar (83,054 lbs) y restamos el peso debajo del Jar (24,435 lbs) dando como resultado el valor de la tensión en el gancho que deberíamos tener si quisiéramos activar el Jar de perforación, que resulta 221,619 lbs como se puede observar en el siguiente cálculo, (El cual sobrepasa la capacidad máxima del Taladro).

CALCULANDO LA TENSIÓN SIMULADA DEL GANCHO PARA ACTIVAR EL JAR HACIA ARRIBA

Up-Jar 6-1/2 Jar

Last recorded pick-up wt.	163,000 Lbs
BHA Wt. below jar	- 24,435 Lbs
Pick up jar trip load setting	+ 83,054 Lbs
Weight on indicator to trip jar	= 221,619 Lbs

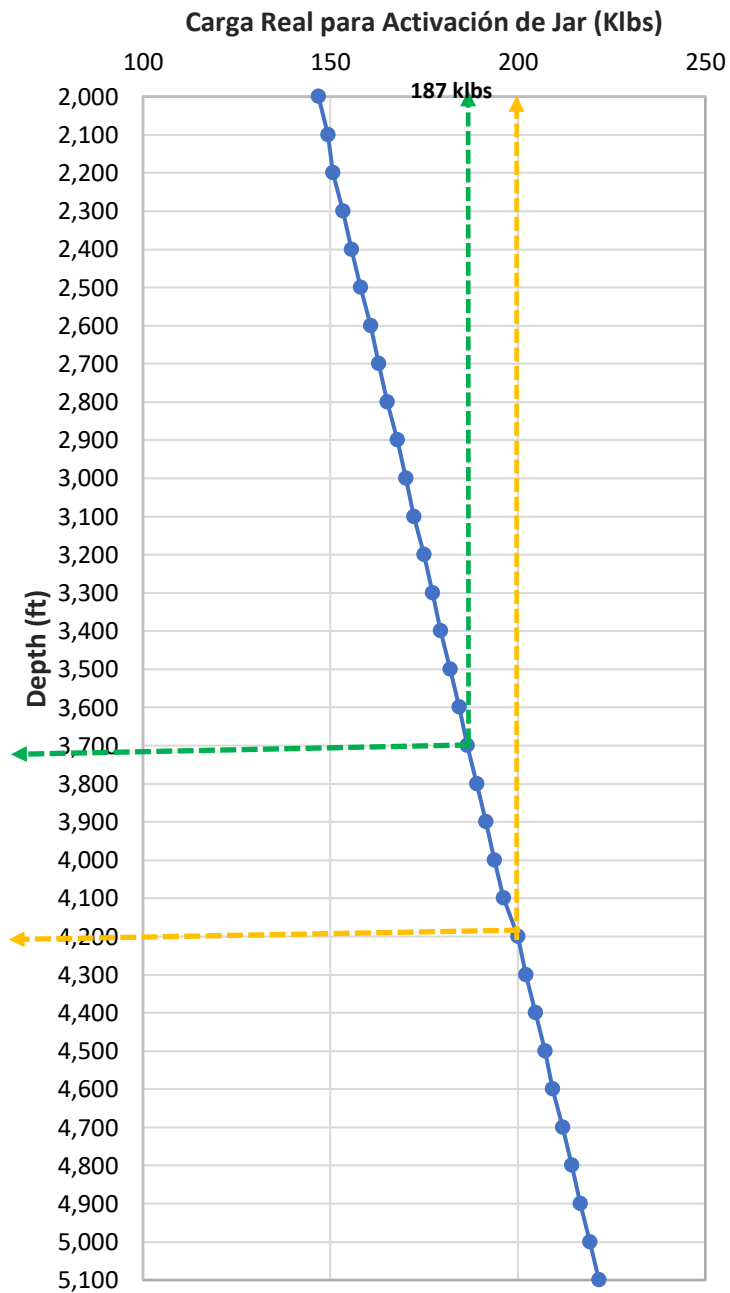
En la siguiente tabla 09, se muestra la tensión que debe marcar el peso de la sarta en el Martin Decker para hacer activar el Jar de perforación. A una profundidad de cada 100 pies perforados. Al igual que el ejemplo anterior, La zona verde, indica que hasta la profundidad de 3,700 ft podremos activar el Jar de perforación con una tensión de 186,519 lbs, esto en condiciones normales considerando un factor de seguridad a la capacidad del Taladro del 15% (187,000 lbs). La zona amarilla, indica que hasta la profundidad de 4,200 ft MD como máximo podremos activar el jar de perforación con una tensión en el gancho de 200,019 lbs. (Capacidad máxima de trabajo del Equipo: 200,000 lbs).

En casos de pega de tubería urge la necesidad para sobre tensionar hasta este valor con tal de lograr despegar la sarta y no perder el BHA direccional. La zona roja representa las profundidades donde las tensiones necesarias para activar el jar de perforación superan la capacidad de trabajo del Equipo de perforación (>200,000 lbs), y de sobrepasar dichas tensiones implicaría daños considerables en su propia estructura y sub estructuras, por lo que, en cuanto a máximas profundidades de activación del Jar, no se podría perforar hasta más de 4,200 ft

debido a que en caso de un evento de posible pega de tubería no podríamos activar el Jar por la poca capacidad del Taladro (200 klbs).

Tabla 10. Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200klbs

POZO: AA11976 Carrizo		
MD (ft)	Pick Up Weight	Activación del Jar
2,000.00	88200	146.819
2,100.00	90800	149.419
2,200.00	92000	150.619
2,300.00	94700	153.319
2,400.00	97000	155.619
2,500.00	99500	158.119
2,600.00	102100	160.719
2,700.00	104300	162.919
2,800.00	106600	165.219
2,900.00	109200	167.819
3,000.00	111500	170.119
3,100.00	113700	172.319
3,200.00	116300	174.919
3,300.00	118600	177.219
3,400.00	120800	179.419
3,500.00	123300	181.919
3,600.00	125700	184.319
3,700.00	127900	186.519
3,800.00	130400	189.019
3,900.00	132900	191.519
4,000.00	135100	193.719
4,100.00	137500	196.119
4,200.00	141400	200.019
4,300.00	143500	202.119
4,400.00	146100	204.719
4,500.00	148600	207.219
4,600.00	150700	209.319
4,700.00	153300	211.919
4,800.00	155800	214.419
4,900.00	158000	216.619
5,000.00	160600	219.219
5,100.00	163000	221.619



Fuente: Elaboración Propia a travez del software "Wellplan"

CAPÍTULO IV

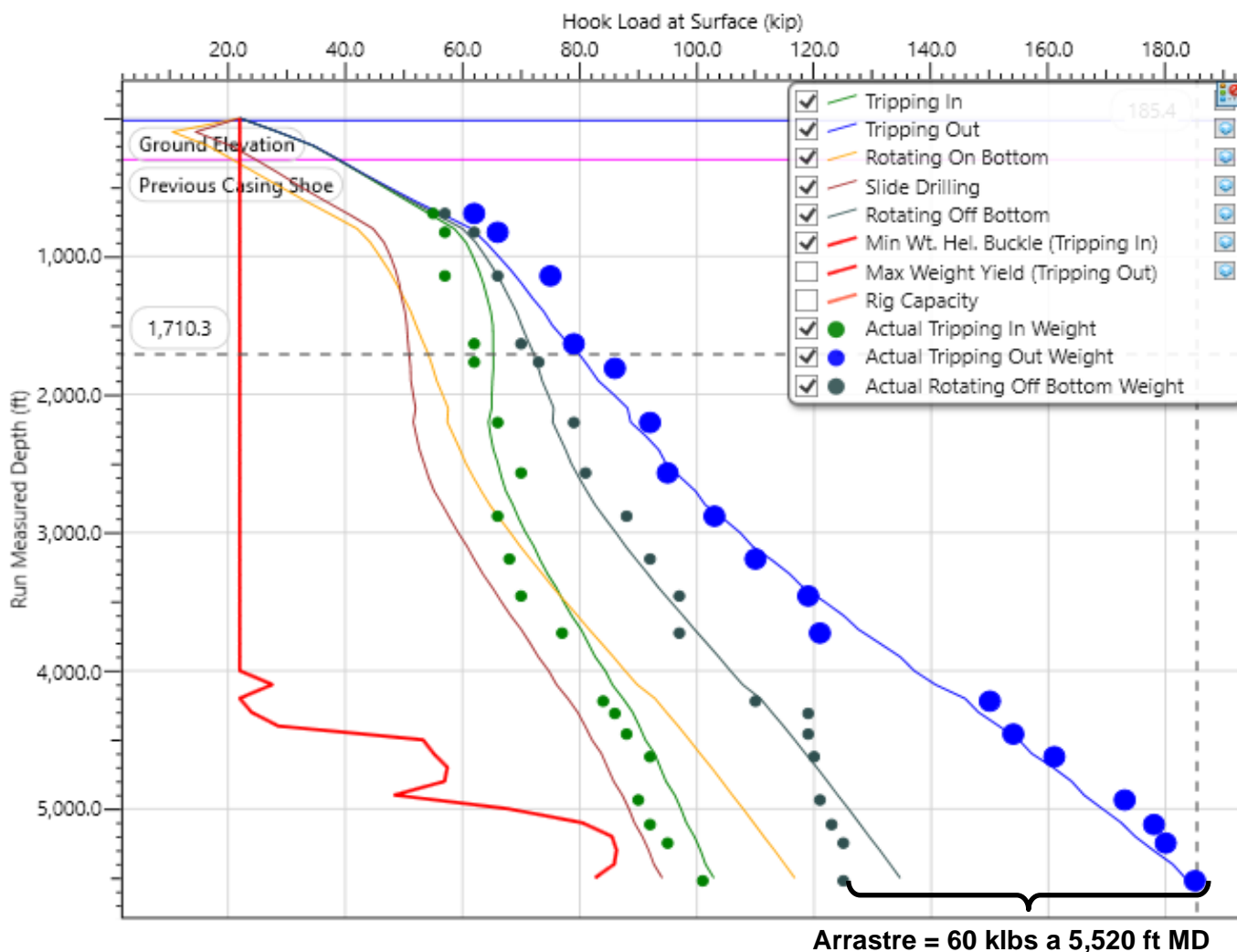
ANÁLISIS Y RESULTADOS REALES DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LOS POZOS PERFORADOS EA11546D Y AA11976D

En el capítulo anterior se realizó las simulaciones con el uso del software de Landmark “Well Plan”, para el cálculo de los pesos del gancho subiendo, bajando y rotando fuera de fondo, desde la etapa de planeación, además de ello también se calculó la profundidad máxima hasta donde podíamos de manera simulada activar el Jar de Perforación. Aquí en este capítulo compararemos los resultados de la Máxima Profundidad de Activación del Jar simulada en la etapa de planeamiento con los parámetros Reales en Etapa de perforación. Cabe mencionar que los pozos planificados inicialmente (EA11546D y AA11976D), posteriormente fueron perforados de manera exitosa.

4.1 Pozo EA11546D Somatito, perforado con Taladro hidráulico de 550 HP

En este comparativo realizado de curvas resultantes en la Figura 42, donde las líneas continuas representan los pesos del gancho planificados y los puntos representan los pesos del gancho Reales, analizaremos básicamente las curvas del peso del gancho durante los viajes subiendo (Pick Up weight), bajando (Slack out weight) y en modo neutro (rotating off bottom weight)

Figura 42: Pesos de la sarta: hacia Arriba, hacia Abajo, Neutro,
Línea continua (Pozo Planeado) Vs Puntos registrados (Pozo Real)



Fuente: Elaboración Propia a travez del software Halliburton-Landmark "Wellplan"

En la Figura 42 mostrada donde se muestran las curvas simuladas y reales, observamos los siguiente: Obtuvimos que el máximo peso de la sarta real hacia superficie fue de 185,000 lbs a la profundidad final real a 5,520 ft MD, hacia abajo fue de 101,000 lbs y rotando fuera de fondo fue de 125,000 lbs como se muestra en el cuadro siguiente, obteniendo un arrastre en el fondo del pozo de 60,000 lbs.

Tabla 11. Pesos de la sarta al TD del pozo calculados durante la Perforación

Profundidad	Bajando	Sacando	Rotando
Depth (ft)	HL - Real SO (Klb)	HL - Real PU (Klb)	HL - Real ROFFB (Klb)
5520	101	185	125

Fuente: Elaboración Propia a travez del software "Wellplan"

De manera similar, como se calculó la carga con que se debe tensionar el gancho para detonar el Jar durante el planeamiento, ahora calculamos la misma carga del gancho, pero con datos reales a la profundidad del TD real del pozo que fue 5,520 ft. Para ello sumamos el peso registrado del gancho subiendo (185,000 lbs) con la tensión de seteo del Jar (81,728 lbs) y restamos el peso debajo del Jar (26,133 lbs) dando como resultado una tensión real para detonar el Jar de 242,320 lbs.

CALCULANDO LA TENSION "REAL" DEL GANCHO PARA ACTIVAR EL JAR HACIA ARRIBA

Up-Jar 6-1/2 Jar	
Last recorded pick-up wt.	185,00 Lbs
BHA Wt. below jar	- 26,133 Lbs
Pick up jar trip load setting	+ 81,728 Lbs
Weight on indicator to trip jar	= 242,320 Lbs

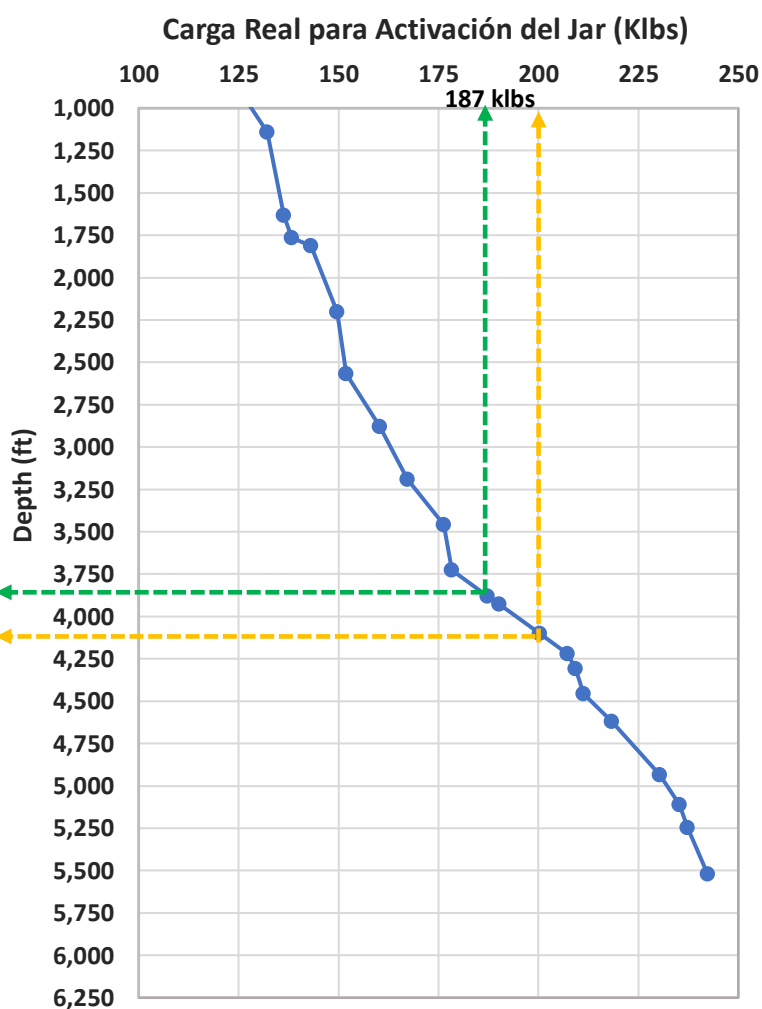
Como resultado del cálculo de la tensión en el gancho, para la activación del Jar de perforación, obtuvimos que son necesarios 242,320 lbs, y observamos que sobrepasa la capacidad máxima del Taladro (200,000 lbs) a la profundidad del TD a 5,520 ft MD.

En la siguiente Tabla 11, mostramos los pesos de la sarta registrados por el Martin Decker y monitoreados por el ingeniero Direccional en el Campo durante la perforación, donde se muestra los pesos registrados subiendo (Pick Up Weight) a cada profundidad como que corresponde, en la tercera columna se muestra el cálculo hecho con los datos reales, de la Tensión que se necesita para activar del Jar de perforación en caso se requiera, donde se observa lo siguiente:

Que de manera segura considerando el factor de seguridad del Equipo (15%) podemos tensionar hasta 187,000 libras que corresponde a la profundidad de 3,880 ft MD, y que podríamos tensionar hasta un máximo de 200,000 libras que corresponde a la profundidad de 4,100 ft MD. Lo que significa que a partir de los 4,100 ft MD ya no podríamos hacer detonar el Jar debido a que sobrepasamos la capacidad máxima del Equipo de perforación.

Tabla 12. Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200 klbs

POZO: EA11546D		
MD (ft)	Pick Up Weight (lbs)	Activación del Jar (klbs)
0.00	22000	79.32
690.00	61600	118.92
826.00	66000	123.32
1,142.00	74800	132.12
1,633.00	79000	136.32
1,766.00	81000	138.32
1,811.00	85800	143.12
2,203.00	92400	149.72
2,568.00	94600	151.92
2,881.00	103000	160.32
3,191.00	110000	167.32
3,459.00	119000	176.32
3,727.00	121000	178.32
3,880.00	130000	187.30
3,928.30	132700	190.20
4,100.70	142900	200.30
4,220.00	150000	207.32
4,309.00	152000	209.32
4,458.00	154000	211.32
4,622.00	161000	218.32
4,935.00	173000	230.32
5,113.00	178000	235.32
5,247.00	180000	237.32
5,520.00	185000	242.32



Fuente: Elaboración Propia a través del software "Wellplan"

Además, si comparamos las profundidades para activación del Jar de la Etapa de Planeación con las profundidades para activación del Jar calculados con los datos Reales,

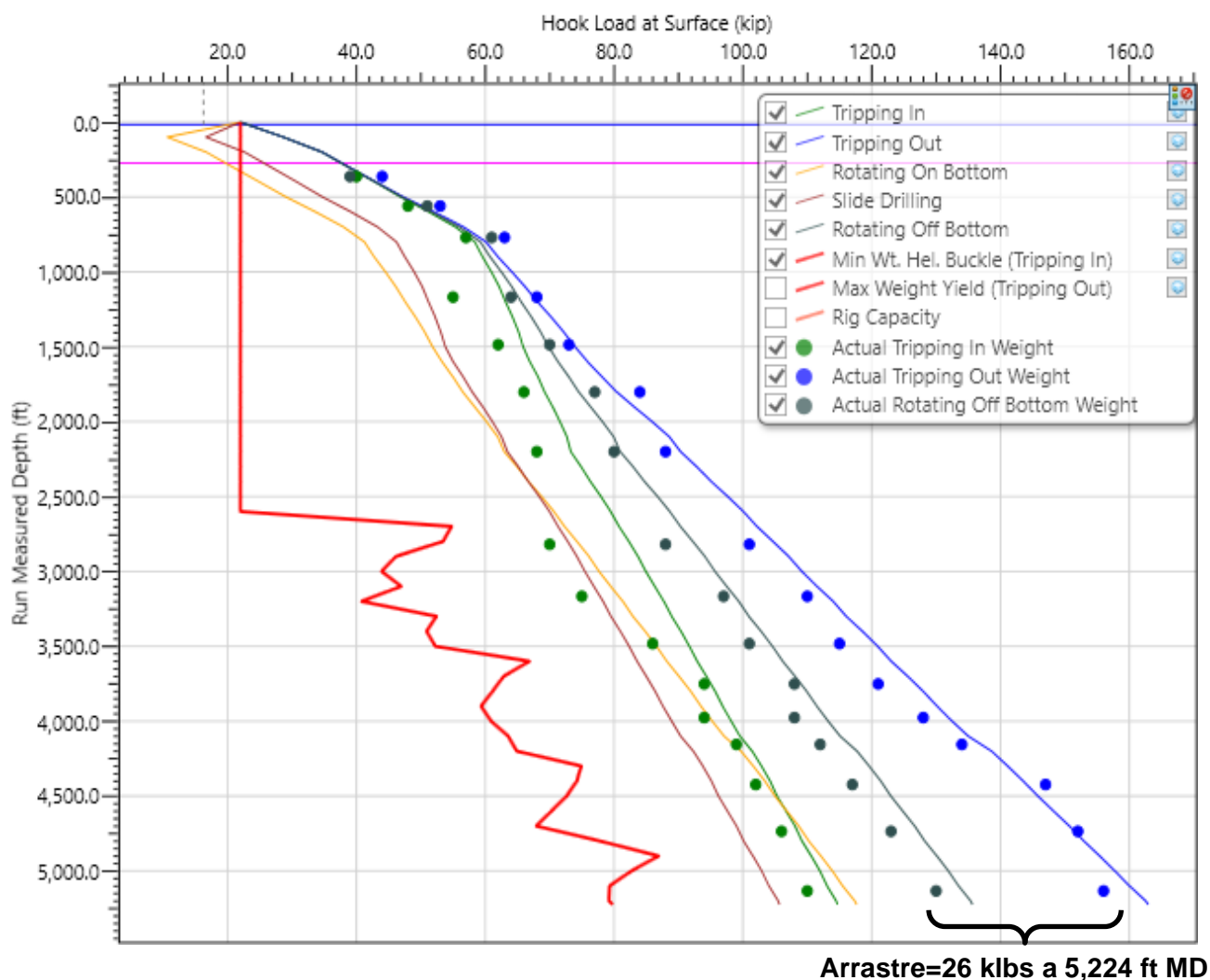
concluimos que son bastantes similares, lo que nos indica que las simulaciones realizadas en la etapa de planeamiento son correctas y se ajusta a lo que encontramos mientras perforamos.

4.2 Pozo AA11976D Carrizo, Perforado con Taladro de 550 HP

En este segundo pozo perforado, donde se realiza un comparativo de curvas, donde las líneas continuas representan los pesos del gancho Planificados y los puntos representan los pesos del gancho Reales, logramos ver también que los pesos Planificados y Reales que se registraron en el gancho fueron muy similares.

Figura 43: Pesos de la sarta: hacia Arriba, hacia Abajo, Neutro

Línea continua (Pozo Planeado) Vs Puntos registrados (Pozo Real)



Fuente: Elaboración Propia a través del software Halliburton-Landmark "Wellplan"

Observamos en esta Figura 43 de este segundo pozo perforado, un máximo peso de la sarta hacia arriba de 158,000 lbs (línea continua color azul), hacia abajo de 112,000 lbs (línea continua color verde) y rotando fuera de fondo de 132,000 lbs (línea continua color gris), obteniendo un arrastre real durante la perforación de 26,000 lbs como se muestra en el siguiente gráfico generado por el software “Well Plan” de Landmark, con los pesos reales registrados por el Martin Decker y obtenidos en el campo.

Tabla 13. Pesos de la sarta Reales al TD del pozo durante la Perforación

Profundidad	Bajando	Sacando	Rotando
Depth (ft)	HL - Real SO (Klb)	HL - Real PU (Klb)	HL - Real ROFFB (Klb)
5224	112	158	132

Fuente: Elaboración Propia a travez del software “Wellplan”

Haciendo el cálculo matemático de la tensión de carga del gancho para poder activar el jar tenemos lo siguiente:

Sumamos el peso real máximo subiendo del gancho (158,000 lbs) con la tensión de seteo del Jar (83,054 lbs) y restamos el peso disponible debajo del Jar (24,435 lbs) dando como resultado la tensión de carga para la activación del Jar, obteniéndose el siguiente resultado.

CALCULANDO LA TENSIÓN “REAL” DEL GANCHO PARA ACTIVAR EL JAR HACIA ARRIBA

Up-Jar 6-1/2 Jar

Last recorded pick-up wt.	158,000 Lbs
BHA Wt. below jar	- 24,435 Lbs
Pick up jar trip load setting	+ 83,054 Lbs
Weight on indicator to trip jar	= 215,320 Lbs

Como resultado del cálculo de la tensión de carga necesaria para la activación del Jar de perforación obtuvimos que son necesarios 215,320 lbs, observando que sobrepasa la capacidad máxima del Taladro (200,000 lbs) a la profundidad del TD a 5224 ft MD.

En la siguiente Tabla 13, mostramos los pesos de la sarta registrados por el Martin Decker y monitoreados por el ingeniero Direccional en el Campo durante la perforación, donde se

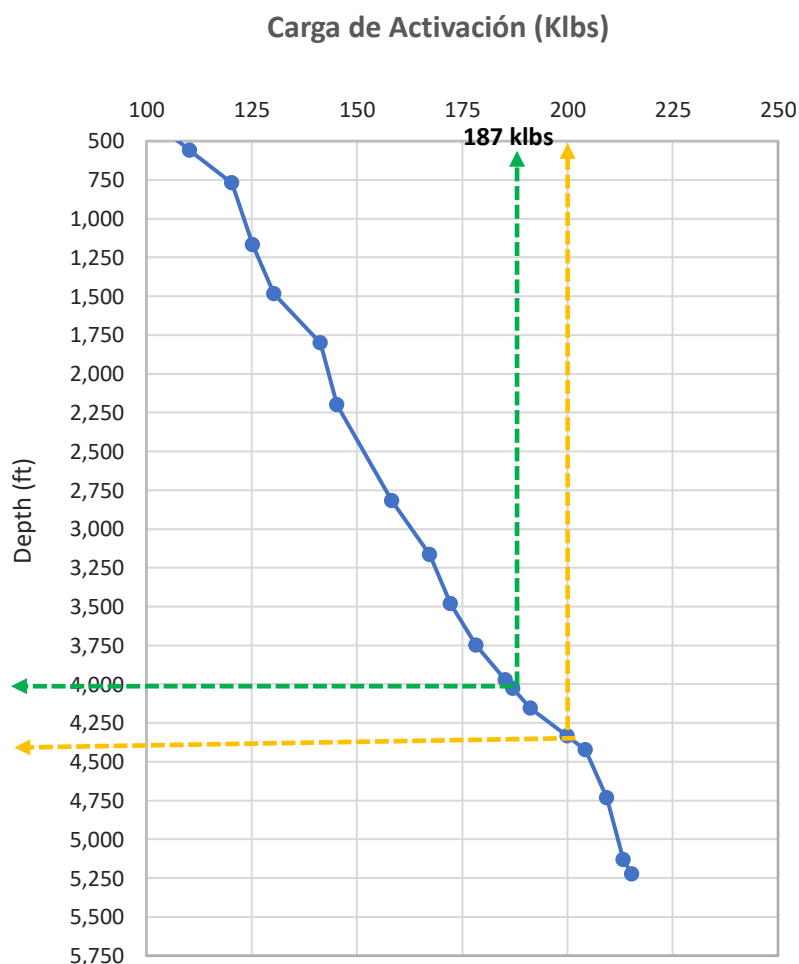
muestra los pesos registrados subiendo (Pick Up Weight) a cada profundidad como corresponde, en la tercera columna se muestra el cálculo hecho con los datos reales, de la Tensión que se necesita para activar del Jar de perforación en caso se requiera, donde se observa lo siguiente:

Podemos tensionar hasta 187,000 libras de manera segura considerando el factor de seguridad del Equipo (15%) que corresponde hasta la profundidad de 4,030 ft MD, y que podríamos tensionar hasta un máximo de 200,000 libras que corresponde hasta la profundidad de 4,333.9 ft MD.

Lo que significa que a partir de los 4,333.9 ft MD ya no podríamos hacer detonar el Jar debido a que sobrepasamos la capacidad máxima del Equipo de perforación.

Tabla 14. Profundidad máxima hasta donde podemos activar el Jar con 200 klbs

POZO: AA11976D		
MD (ft)	Pick Up Weight (lbs)	Activación del Jar (klbs)
0.00	22000	79.32
363.00	44000	101.32
560.00	53000	110.32
770.00	63000	120.32
1,168.00	68000	125.32
1,486.00	73000	130.32
1,802.00	84000	141.32
2,200.00	88000	145.32
2,819.00	101000	158.32
3,166.00	110000	167.32
3,482.00	115000	172.32
3,751.00	121000	178.32
3,976.00	128000	185.32
4,030.00	129800	187.10
4,155.00	134000	191.32
4,333.94	142680	200.00
4,423.00	147000	204.32
4,735.00	152000	209.32
5,133.00	156000	213.32
5,224.00	158000	215.32



Fuente: Elaboración Propia a travez del software "Wellplan"

Podemos observar que la máxima profundidad hasta donde podemos activar el Jar de perforación es hasta los 4,333.94 ft (zona amarilla), mayor a esta profundidad no es posible detonar el Jar de perforación en caso de atrapamientos o pegas como ya lo aclaramos con anterioridad, debido a la capacidad del Taladro. En este pozo perforado AA11976D en Carrizo, los resultados obtenidos durante la etapa de perforación fueron similares a los de la simulación realizada en la etapa de planificación. Con los resultados de este segundo pozo perforado, se confirma que para perforar pozos intermedios de 5500 ft aproximadamente, es necesario un taladro con mayor capacidad que nos permita tensionar lo suficiente como para activar el Jar de perforación que normalmente necesitaría tensiones de carga mayores a los 200,000 lbs.

4.3 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN 15 POZOS DIRECCIONALES PLANIFICADOS Y PERFORADOS DE MANERA EXITOSA.

Una vez demostrado que si comparamos las máximas profundidades de hasta donde podemos activar el jar de perforación de manera simulada durante el planeamiento con las máximas profundidades alcanzadas reales durante la perforación, son muy similares, a continuación mostramos las tablas 14,15 y 16 como resultados de la simulación realizada en 15 pozos direccionales que luego fueron perforados de manera exitosa en el lote X, clasificando estos resultados de acuerdo a tipo de perfil del pozo: J, S y S modificado.

Tabla 15. Máxima Profundidad de Activación del Jar (Pozos J)

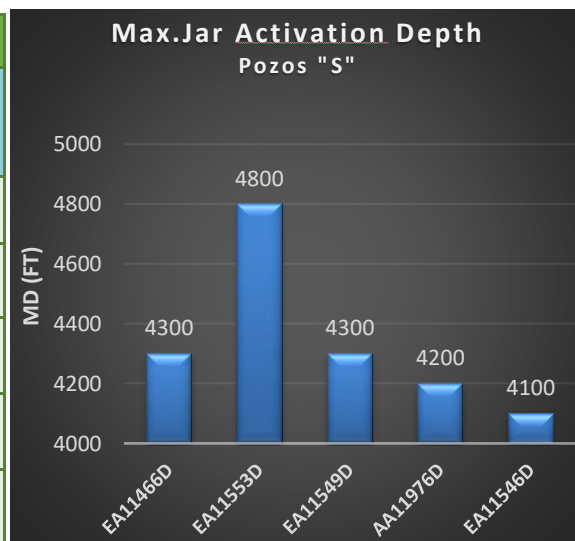
Pozos tipo "J"				
Pozo	Inc. Plan (°)	DLS Plan (°/100ft)	Peso disponible bajo el Jar	Max. Prof. de Activación
EA11474D	9.42°	1.0°/100ft	24,538 lbs	5100 ft
EA11564D	44.22°	2.4°/100ft	24640 lbs	4500 ft
AA11572D	34.1°	2.05°/100ft	24,125 lbs	4750 ft
AA11792D	34°	1.85°/100ft	24,419 lbs	4900 ft
EA11967D	20.87°	1.5°/100ft	24,435 lbs	4900 ft

The bar chart displays the maximum jar activation depth in feet for five wells. The y-axis represents MD (FT) ranging from 4000 to 5200. The x-axis lists the well IDs. The data points are: EA11474D at 5100 ft, EA11564D at 4500 ft, AA11572D at 4750 ft, AA11792D at 4900 ft, and EA11967D at 4900 ft.

Fuente: Elaboración Propia con Datos Reales de Campo

Tabla 16. Máxima Profundidad de Activación del Jar (Pozos S)

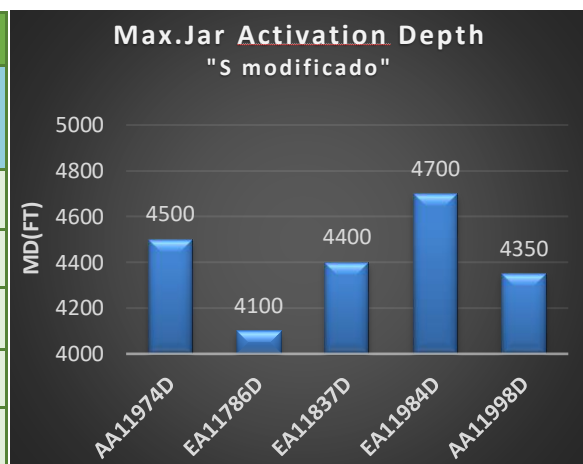
Pozos tipo "S" – Lote X				
Pozo	Inc. Plan (°)	DLS Plan (°/100 ft)	Peso disponible bajo el Jar	Max. Prof. de Activación
EA11466D	20°	(1.9)/(-1.6)°	25,222 lbs	4300 ft
EA11553D	10.7°	(1.9)/(-1.9)°	26,465 lbs	4800 ft
EA11549D	12°	(2.2°)(-2.1°)	26,133 lbs	4300 ft
AA11976D	23.5°	(2.7°)(-2.5°)	24,435 lbs	4200 ft
EA11546D	40°	(2.8°)(-2.0°)	26,133 lbs	4100 ft



Fuente: Elaboración Propia con Datos Reales de Campo

Tabla 17. Máxima Profundidad de Activación del Jar (Pozos S modificado)

Pozos tipo "S modificado" – Lote X				
Pozo	Inc. Plan (°)	DLS Plan (°/100 ft)	Peso disponible bajo el Jar	Max. Prof. de Activación
AA11974D	25°-13°	(1.8°)(-1.5°)	24,149 lbs	4500 ft
EA11786D	42°-9°	(3.0)(-2.8)°	25,537 lbs	4100 ft
EA11837D	32°-7°	(2.5°)(-2.4°)	24,752 lbs	4400 ft
EA11984D	17°-12°	(2.2°)(-1.2°)	25,440 lbs	4700 ft
AA11998D	24°-3°	(2.1°)(-1.9°)	24,431 lbs	4350 ft



Fuente: Elaboración Propia con Datos Reales de Campo

De los cuadros y gráficas resultantes que se muestran, considerando una capacidad máxima de levante del Taladro de 200,000 lbs podemos concluir lo siguiente:

- Para pozos tipo "J" que varían con una inclinación entre 10° - 44° y DLS entre 1.0°/100ft y 2.4°/100ft, las profundidades hasta donde el Jar de perforación puede activarse están en el intervalo de 4,500 ft a 5,100 ft MD.

- Para pozos tipo “S” que varían con una inclinación entre 10° - 40° y DLS entre 1.6°/100ft y 2.8°/100ft, las profundidades hasta donde el Jar podría activarse están en el intervalo de 4,100 ft y 4,800 ft MD.
- Para pozos tipo “S modificado” que varían con una inclinación entre 17°- 42° y DLS entre 1.2°/100ft y 3.0°/100ft, las profundidades hasta donde el Jar podría activarse están en el intervalo de 4,100 ft y 4,700 ft respectivamente.

CONSIDERACIONES:

- MW: Intervalo (10.2 - 10.8) ppg,
- vP: Intervalo (17 -22) cp,
- YP: Intervalo (20 - 23) lbf/100ft²
- Galonaje: 550 gpm
- FF: 0.30
- Jar Setting (Firing Up): 81,000 lbs
- Jar Setting (Firing Down): 50,000 lbs

CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO

En el Nor-Oeste Peruano, son conocidos los Equipos de Perforación que a lo largo de todos estos años han sido los encargados de perforar la mayor cantidad de pozos verticales y dirigidos en los distintos lotes de la cuenca de Talara.

El proyecto desarrollado, tiene la finalidad considerar un tema muy importante que muchas veces se obvia por un tema de excesiva confianza o económico si hablamos de perforar pozos intermedios de 5,000 ft a 6,000 ft con Equipos de perforación que no cuentan con la suficiente capacidad de levante a tales profundidades debido a los arrastres que se generan dependiendo además de otros factores antes mencionados en el proyecto de tesis.

El valor promedio de un pozo de 5,000 pies de profundidad en el Noroeste de Perú es de 600,000 dólares siempre y cuando no ocurran otros eventos que extiendan el tiempo de la perforación por cuestiones formacionales geológicas o por cuestiones mecánicas.

En caso de un pescado, el costo económico de herramientas direccionales completo, incluidos: Broca de 8 ½", Motor de fondo 6 ¾", Float sub con float valve, Estabilizadores, MWD, LWD, y Moneles, en conjunto pueden costar más de 1,000,000 de dólares.

Por lo que reducir el riesgo de pega y posibles pérdidas de herramientas direccionales tiene un valor considerable y evitarlo aún más.

En caso de perder las herramientas direccionales en el fondo, y no se quisiera abandonar el pozo, se procedería a ubicar el punto libre, realizar el corte químico para recuperar la tubería de perforación, y taponear con cemento toda la sección del pescado. Luego de esto se realizaría un nuevo plan de la trayectoria para realizar un sidetrack con una nueva inclinación y rumbo hasta la profundidad final. En cuanto a costo sería adicionarle además de las herramientas direccionales, el costo del tapón, y el tiempo adicional que significó desde los intentos de liberación con el jar de perforación hasta iniciar el sidetrack, por lo que podría ser entre 2 días a 5 días, haciendo un valor adicional en costo de 180,000 dólares.

En caso de abandonar el pozo, además de las consideraciones antes detalladas, de debe también tener en cuenta las reservas que se estarían perdiendo, los cuales podrían ser muy variables dependiendo de la capacidad de las reservas. En este caso, haremos un cálculo para una reserva de 100,000 barriles x \$40 = 4,000,000 de dólares.

EN CASO DE UNA PEGA Y POSTERIOR PÉRDIDA DE HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	
Costo de pozo de 5,500 ft	\$ 600,000.00
Costo de Herramientas Direccionales (MWD, LWD, Motor, Broca)	\$ 1,000,000.00
Costo de Sidetrack (Tapón de cemento, Tiempo adicional, costos varios)	\$ 180,000.00
COSTO DEL POZO REALIZANDO SIDETRACK:	\$ 1,780,000.00
Costo de las reservas de petróleo	\$ 4,000,000.00
COSTO POR ABANDO TOTAL DE LOCACIÓN:	\$ 5,780,000.00

Por lo que, debemos tomar en consideración y tener bien en claro de hasta que profundidad podemos perforar de manera segura en caso de perforar pozos con estas características con Equipos de perforación que sean limitados por su capacidad de levante.

ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN POR DÍA	
Taladros de 550 HP (costo /día)	\$ 15,000.00
Taladros de 750 HP (costo /día)	\$ 19,000.00
Taladros de 1500 HP (costo /día)	\$ 25,000.00

En cuanto al Alquiler de Equipos de perforación, las empresas operadoras optan y seguirán optando por los equipos de menor capacidad de overpull (550 HP) específicamente por una cuestión de costos, por lo que deberemos tener bien claro los problemas e inconvenientes que esto traería dependiendo del tipo y profundidad del pozo que vamos a perforar.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tener conocimiento antes de perforar un pozo, de hasta que profundidad podemos perforar con la posibilidad de hacer uso del Jar ante algún evento de pega es de suma importancia para toda el área de perforación, ya que permitiría a la operadora elegir el taladro con la suficiente capacidad de overpull. De elegir un taladro de menor tamaño por costos tendríamos que saber geológicamente que formaciones atravesaremos y de ser posible evitar zonas donde las profundidades de las formaciones con lutitas reactivas o de formaciones arenosas permeables que tengan riesgos de derrumbes, sean de una profundidad mayor al de la máxima profundidad de activación del Jar.

Podemos concluir de los 15 pozos analizados, que los pozos tipo J nos dan una mayor posibilidad a perforar hasta mayores profundidades, más aún si el pozo es de poca inclinación y baja tortuosidad, es decir que tengan un bajo DLS, pudiendo perforar hasta 5,100 ft MD, en caso contrario si éstos tuvieran alta inclinación y alta tortuosidad, solo se puede perforar hasta 4,500 ft MD como se muestra en la Tabla N°15.

Para los pozos tipo S y S modificado, si la trayectoria es de poca tortuosidad y de baja inclinación, podemos perforar hasta un máximo de 4,800 ft MD, en caso contrario con una alta inclinación y alto DLS se podría perforar solo hasta 4,100 ft MD de acuerdo a los resultados de las tablas N°16 y N°17.

Con un menor peso del lodo, el peso de la sarta subiendo se incrementa debido a la mayor fricción entre la sarta y las paredes del pozo, además de la menor flotabilidad, por lo que la tensión para la activación del Jar también se incrementa, caso contrario con un mayor peso de

lodo, también se incrementa la reología y la flotabilidad de la sarta en el lodo, por lo que la tensión para la activación del Jar se reduce.

Tener conocimiento antes de perforar un pozo, de hasta que profundidad podemos perforar con la posibilidad de hacer uso del Jar ante algún evento de pega es de suma importancia para toda el área de perforación, ya que permitirá a la operadora elegir el taladro con la suficiente capacidad de overpull.

De elegir un taladro de menor capacidad de levante debido a los costos, y naveguemos en formaciones de alto riesgo, deberemos centrarnos en las buenas prácticas de perforación, no priorizando el avance de ROP, tratando de optimizar la limpieza del hoyo, el ECD, controlando parámetros, repasando cada tubo, controlando y monitoreando de los pesos en la sarta con mayor frecuencia de ser posible de tubo a tubo, con la finalidad de reducir cualquier tipo de riesgo que conlleven a eventos indeseados o de atrapamiento.

Por otro lado, teniendo conocimiento de las profundidades máximas de hasta donde podemos activar el Jar, y de las limitaciones que esto implica, podemos durante la planificación recomendar un pozo tipo J en lugar de un pozo tipo S, de tal manera que nos dé una mayor posibilidad de perforar más profundo.

De elegir un Taladro de menor capacidad, y ya conociendo la profundidad máxima hasta donde podamos activar el Jar de perforación, deberemos de perforar de manera preventiva optimizando las prácticas necesarias para evitar atrapamientos y pegas. La causa primordial está relacionada con la limpieza inadecuada del pozo o inestabilidad de las paredes.

La limpieza del hoyo cumplirá un papel primordial para reducir los arrastres, la optimización del ECD, verificando que no se encuentre sobrecargado con los recortes producidos, y de estar sobrecargado, circular lo necesario aun así signifique un tiempo operativo.

A estas profundidades se deben controlar parámetros no priorizando el ROP de tal manera que nos ayude a la limpieza. Realizar trabajos de backreaming solo si la operación lo amerita. Controlar los pesos de la sarta de perforación con mayor frecuencia a partir la profundidad máxima de activación del Jar calculada, podría hacerse incluso un control de tubo a tubo para reducir riesgos de atrapamiento.

Tener en locación, al alcance y en stock, **píldoras dispersas** que mediante el flujo turbulento remueva los recortes, **píldoras viscosas o pesadas** para limpieza de lo que se removi6, **píldoras lubricantes** (RH3) que reduzcan las fuerzas de fricción torsional y ayuden a suavizar los torques, **Liberadores de tubería** que reduzcan la fricción axial aumentando la lubricidad del lodo.

CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amoco Production Company. (1996). Training to Reduce Unscheduled events. BP Amoco.
- Becker, Thomas E., Azar (August 1985). Mud weight and hole Geometry effects on cutting transport while drilling directionally. SPE 14711.
- Bill Garret, Gerald Wilson (August 1976). How to drill a Useble hole. World Oil.
- C. J. Mason, G. N. Murray, L. G. Williams (October 2000). Reinventing the Wheel, Reduction friction in high angle wells. USA: SPE 63270.
- David C-K Chen, T. M. Gaynor, D. Stuart (March 2001). Tortuosity and Micro-Tortuosity, why little things mean a lot. Netherlands: IADC/SPE 67818.
- Frank Reiber, Bart E. Vos (September 2002). The Benefits of monitoring Torque & Drag in real time. Malaysia: IADC/SPE 6278.
- G. W. Halsey, X. He (October 1995). Interactions between torque and helical Buckling in drilling. USA: SPE 30521.
- Grand prideco (December 2003). Drill pipe data table. <https://www.nov.com/products/grant-prideco-technical-resources>
- Halliburton (2015). Landmark Manual - Compass and WellPlan. USA: Version 5000.14.0.12968
- Okrojni, Slavomir S., Azar (1990). The effects of mud rheology on annular hole cleaning in directional wells. SPE reprint series N°30 "Directional Drilling".
- Sifferman, T. R., Myers, Haden and Wall (Nov 1974). Drill - Cutting transport in full scale vertical annuli. J. Petrol Tech.

T. Burgess, M.C. Sheppard (February 2002). Designing well paths to reduce drag and torque. SPE 15463.

Vasquez, J. (2004). Torque and Drag , Guidelines to perform. Schlumberger.

Weatherford (January 2010). Mud - Lubricated drilling Motors. USA: Handbook 6552 second Edition.

Yuejin Luo, Bern, Chambers, Kellingray. (Feb 1994). Simple Chart to determine hole cleaning requirements in deviated wells. Dallas, Texas: IADC/SPE 27486.